

Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven



Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven

FNR/KTBL-Kongress am 8. und 9. September 2025

Herausgeber

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), Darmstadt

Fachliche Begleitung

KTBL-Arbeitsgruppe „Programmausschuss FNR/KTBL-Biogaskongress 2025“

Astrid Hauptmann | Dr. Christiane Herrmann | Susanne Höcherl | Dr. Peter Kornatz |
Bernd Krautkremer | Dr. Joachim Matthias | Dr. Hans Oechsner (Vorsitzender) | Mark Paterson |
Dr. Frank Scholwin | Peter Schünemann | Dr. Petra Schüsseler

Ideeller Partner



Medienpartner



Bitte zitieren Sie diese Publikation bzw. Teile daraus wie folgt:

KTBL (2025): Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven. FNR/KTBL-Kongress, 08.–09.09.2025, Darmstadt, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.

© KTBL 2025

Herausgeber und Vertrieb

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
Bartningstraße 49 | 64289 Darmstadt
Telefon +49 6151 7001-0 | E-Mail: ktbl@ktbl.de
vertrieb@ktbl.de | Telefon Vertrieb +49 6151 7001-189
www.ktbl.de

Herausgegeben mit Förderung des Bundesministeriums für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

Titelfoto

© Energethik Ingenieurgesellschaft mbH | Robert Wasser

Vorwort

Biogas ist eine wichtige Säule des Energiesystems in Deutschland. Es wird vielseitig, insbesondere zur Produktion von Strom und Wärme, in begrenztem Maß aber auch als Kraftstoff eingesetzt. Der klimaverträgliche und regional erzeugte Energierohstoff Biogas ist speicherbar und somit nach Bedarf nutzbar, vor allem in den Zeiten, in denen Sonne und Wind zur Energieerzeugung nicht ausreichend zur Verfügung stehen.

Die Biogasproduktion leistet damit nicht nur einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz, sondern auch zur Energiesicherung, und fördert damit eine nachhaltige Entwicklung, gerade auch in den ländlichen Räumen. Diese Vorzüge gilt es bei der Weiterentwicklung unserer Energieversorgung zu nutzen und eine möglichst effiziente und nachhaltige Biogasproduktion zu gewährleisten.

Um die aktuellen Herausforderungen bei der Biogasproduktion, Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen sowie die Zukunftsperspektiven und neue Technologien zu diskutieren, luden das Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL) und die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) am 8. und 9. September 2025 zum 9. Kongress der Veranstaltungsreihe „Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven“ an die Universität Hohenheim ein. Der Kongress fand als hybride Veranstaltung gemeinsam mit der Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie als ideellem Partner statt.

Dieser Tagungsband enthält die Fach- und Posterbeiträge des Kongresses. Das Programm wurde durch den „Programmausschuss FNR/KTBL-Biogaskongress 2025“ zusammengestellt.

Ein herzlicher Dank geht an alle, die mit ihren Vorträgen, Moderationen, Postern oder ihrer engagierten Mitarbeit zum Erfolg des Kongresses beigetragen haben. Ebenfalls danken wir allen Kolleginnen und Kollegen, die den neunten Biogaskongress geplant und durchgeführt haben.

Kuratorium für Technik und Bauwesen
in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)



Daniel Eberz-Eder
Hauptgeschäftsführer

Fachagentur Nachwachsende
Rohstoffe e.V. (FNR)



Dr.-Ing. Andreas Schütte
Geschäftsführer

Inhalt

Vorträge

Die Rolle von Biogasanlagen im Rahmen unseres Energiesystems JÜRGEN KARL, NORA ELHAUS	11
Biomasse als langfristige Energie- und Kohlenstoffquelle RENÉ BACKES, JAQUELINE DANIEL-GROMKE, TOM KARRAS, STEFAN MAJER	15
Wirtschaftliche und technische Konsequenzen aus dem Biogas-Paket ROLAND SCHULZE LEFERT	19
Technisches Biogaspotenzial – ein neuer Bewertungsansatz THOMAS J. VENUS, MATTHIAS STEINDL, KONRAD KOCH, MATHIAS EFFENBERGER	28
Substrataufbereitung durch mechanische Systeme – Einfluss auf Abbaukinetik und Flexibilisierung HANS OECHSNER, BENEDIKT HÜLSEMANN, RENÉ HELLER	34
Biogas aus Paludikulturen PAUL ALVERMANN, HARALD LINDORFER	39
Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen steigern: Möglichkeiten und Grenzen MANFRED DEDERER, HANS OECHSNER	44
Gärreste als Torfsubstitut – erste Ergebnisse aus dem Projekt BiToP SASCHA HERMUS	52
Markтчancen der preisoptimierten Stromeinspeisung MARTIN STROBL	59
Fütterungsmanagement für flexible Biogasanlagen im Praxisbetrieb (FlexApp) MANUEL WINKLER, ERIC MAUKY, ANNEMARIE KRONHARDT, FRANCISCO MORENO-MORA, JULIUS FRONTZEK, STEFAN STREIF, SÖREN WEINRICH	66
Bioökonomische Ansätze in Kombination mit Biogaserzeugung – gekoppelte Faser- und Biogasnutzung BENEDIKT HÜLSEMANN, HANS OECHSNER, MARIAN BAUMGART, LEONHARD LENZ, FABIAN ORTH, GREGOR SAILER	72
Das Projekt ToPGa-Gärprodukte in Baumschulkulturen – Möglichkeiten und Grenzen CHRISTINA EILERS, HEINRICH BELTZ, GERLINDE MICHAELIS	79
Power- and BioGas-to-Methanol STEFAN BUBE, CHRIS DRAWER, MARTIN KALTSCHMITT	87
Hochflexible Biomethan-BHKW-Anlagen und der Einfluss eines Biomethanspeichers auf den möglichen Biogaspreis für Post-EEG-Biogasanlagen JOHANNES IDDA, VOLKER SELLENEIT, UWE HOLZHAMMER	94

Optimierte Gaswäsche für einen skalierbaren und an die Rohgasinfrastruktur angepassten Ausbau der Biomethanproduktion – das Triple-A-Verfahren (AmbientAminAbsorption) MILAD ROUSTA, JIANING SONG, MARC OLIVER SCHMID, ULRICH VOGT, LUDGER ELTROP	102
Methanemissionen an Biogasaufbereitungsanlagen LUKAS KNOLL	114
BiogasanlagePLUS – biotechnologische Verwertung von CO ₂ aus Biogasanlagen JOCHEN MICHELS, ESTHER HEGEL, KARSTEN SCHÜRRLE, CHRISTINA ANDREESSEN	120
Energetische Nutzung von CO ₂ zur Verringerung des Restmethanpotenzials KONRAD KOCH, FELIX MÜLLER, MICHAEL LEBUHN, MATHIAS WEIGOLDT, VERONIKA FLAD, DANIELA POLAG	127
Angesäuerte Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen und in der Gärrestedüngung EBERHARD HARTUNG, THORSTEN MÄCHTIG, SUSANNE BILLMANN-BORN	132
Verfahren zur gezielten Minderung von THG-Emissionen bei der Gülle- und Gärrestlagerung durch den Einsatz von Kalkstickstoff CHRISTIANE HERRMANN, JULIANE HAHN, SIMON OKIOBE, ANNETTE PROCHNOW, DOMINIK REITER, KATHARINA SCHULZ, SOPHIE SCHUSTER-HANKEL, SUSANNE THEUERL, STEFAN WINKLER	137
Einfluss verschiedener Lagerungssysteme und -bedingungen auf die THG-Emissionen von Gülle und Gärresten ACHIM LOEWEN, MEIKE WALZ, MARIE WARNECKE, BETTINA SAYDER, HANS-JÜRGEN KÖRNER	144
Chancen und Herausforderungen bei Biogas-Cluster-Projekten SYLKE MEHNERT, JUREK HÄNER, ELMAR BRÜGGING	152
Erweiterte Nutzung von erneuerbaren Gasen aus Biogasanlagen (DVGW-Projekt ENEVEG) ELISABETH GRUBE, JOHANNES SCHAFFERT	160
Analyse der Einbindung mehrerer Biogasanlagen in eine Erdgaseinspeisungsanlage: Vergleich von Biogasaufbereitung und direkter Methanisierung CHRISTIAN BIDART, MANABENDRA CHOWDHURY, JOCHEN SCHÜRER, GUNTHER KOLB	166

Poster

Verändern Flexibilisierungserfahrung von Biogasanlagenbetreibern die Einstellung zur langfristigen flexiblen Fütterung? SUSANNE UFER, CARSTEN HERBES	169
Irrwege der Umsetzung der Nachhaltigkeitszertifizierung in Österreich FLORIAN BRUNNER, BERNHARD STÜRMER	172
Online-Planungshilfe für Weiterbetriebsoptionen von landwirtschaftlichen Biogasanlagen MARK PATERSON, URSULA ROTH, BERND WIRTH	174
Einbeziehung der Bestandsbiogasanlage in das Energiemanagementsystem für das Lehr- und Versuchsgut Köllitsch KRISTIN BOBLENZ, MARIA KUCKA, DIRK RABE, STEFAN MÜLLER, ONDREJ KUNZE	176
I ² -Sens – Prozessüberlastungen im lastflexiblen Betrieb von Biogasanlagen erkennen und vorhersagen LEONI NEUBAUER, ANDREAS LEMMER	178

Untersuchung von begasten Rührreaktoren mit Sensorpartikeln LUKAS BUNTKIEL, SARA MARCHINI, SEBASTIAN REINECKE	181
Optimierung der zweistufigen anaeroben Vergärung von Gülle zur Steigerung der Biogasproduktion MARIA ISABELLA LIMA GARÇÃO, ANDREAS LEMMER	184
Energieeffiziente Durchmischung in Biogasanlagen ANNE DEUTSCHMANN, STEFAN DIETRICH	187
Automatisierter, flexibler Betrieb von Biogasanlagen: Softwarearchitektur für modellbasierte Zustandsüberwachung und Regelung SIMON HELLMANN, TERRANCE WILMS, LEANDER LERCH, DANIEL STORS, ALBERTO MEOLA, STEFFI KNORN, STEFAN STREIF, SÖREN WEINRICH	190
Digitaler Zwilling für landwirtschaftlich betriebene Biogasanlagen CHRISTIAN FITTKAU, FRANK BAGANZ, VOLKER C. HASS	193
Flexible Steuerung der Biogas- und Stromproduktion durch Reinforcement Learning im Labormaßstab ALBERTO MEOLA, OLIVER KIEFNER, FÉLIX DELORY, SIMON HELLMANN, SÖREN WEINRICH	196
Das Projekt WeMetBio2 – Planung, Bau und Betrieb einer Pilotanlage im GICON®- Rieselbettverfahren zur biologischen Methanisierung in Norddeutschland MARKO BURKHARDT, MICHAEL TIETZE, FALKO NIEBLING, OLIVER HORN, WENZEL FÖRSTER, MARTIN WOLF, HAGEN HILSE, DIRK NISSEN, BERND NISSEN, SÖNKE LORENZEN, MARTIN SZEIMIES, WIKTORIA VITH, GÜNTER BUSCH	199
Landwirtschaftliche Bioressourcen Energetisch und Stofflich Nutzen (BESN) THOMAS LICHTMANNEGGER, JULIKA KNAPP, CHRISTIAN EBNER, ANKE BOCKREIS	202
Identifizierung optimaler Standorte für Biomethaneinspeiseanlagen MATTHIAS STEINDL, THOMAS J. VENUS	204
Biokraftstoffvermarktung – eine wirtschaftliche Weiterbetriebsoption für landwirtschaftliche Biogasanlagen? BERND WIRTH, URSULA ROTH, ILEVGENIIA MOROZOVA, MARK PATERSON, TINO SPERK, JENS STRAHL, DIRK BONSE, STEFAN RAUH	206
Innovatives ökologisches und ökonomisches Konzept für den Weiterbetrieb von Biogasbestandsanlagen unter Berücksichtigung fortschrittlicher Biogasaufbereitungsmethoden mit optimierter CO ₂ -Reduzierung für verschiedene Betriebsmodelle JOHANNES FICHTNER, ERIK FERCHAU, SVEN BÖHM, JAN NINOW, ALJOSCHA ZOBJECK, ALFONS HIMMELSTOSS, JÖRG KAPISCHKE, HARTMUT KRAUSE	208
Biomethan zur Kohlenstoffbindung: nicht thermisches Plasma als Schlüssel zu CO ₂ -armem Wasserstoff und festem Kohlenstoff REMYA NAIR, SACHIN CHAVAN, ISABELLA BULFARO, TERJE HAUAN, MICHAEL KÖTTNER, KATRIN KAYSER	211
Entwicklung eines Ansatzes zur wirtschaftlichen Nutzung von Gärprodukten landwirtschaftlicher Biogasanlagen MICHAEL BOHN, MARIUS MOHR, BRIGITTE KEMPTER-REGEL, ANTOINE DALIBARD, RICARDO REYES ALVA	214

Myzel trifft Biogas: Synergien für nachhaltige Wertschöpfung JOHANNES KRÜMPEL	217
Unterdruck-Ammoniak-Stripper zur N-Rückgewinnung aus flüssigem Gärprodukt KEA PURWING, ANDREAS LEMMER	220
Internationale Forschungskooperation „Anpassung von Maisbasierten Nahrungsmittel- Futtermittel-Energie-Systemen an begrenzte Phosphatressourcen" (AMAIZE-P) KEA PURWING, TIAN TIAN QI, HANS OECHSNER, JIANBIN GUO	222
Wirtschaftsdünger- und Gärrestaufbereitung als Beitrag zum regionalen Nährstoffmanagement in Überschussregionen SIMON RINCKE, URSULA ROTH, MADLEN GROBE, VERENA WILKEN, SEBASTIAN WULF	224
Trocknung und Verdampfung von Wirtschaftsdüngern zur Erhöhung der Transportwürdigkeit – ein Verfahrensvergleich RAINER KISSEL, ANNIKA STEHR, SUSANNE HÖCHERL	226
BioTorf aus Nebenprodukten – Erhöhung der Methanausbeute von Weizenstroh und Tomatenpflanzenresten FABIAN ORTH, BENEDIKT HÜLSEMANN, HANS OECHSNER	229
Einflussanalyse aerober filamentöser Pilze auf die Biogasproduktion NIKOLA D. TOMIĆ, CRISTINA GONZÁLEZ RIVERO, DIANA YOUNG, STEFAN REITBERGER, VERONIKA FLAD, J. PHILIPP BENZ	232
Silierung von Hopfenrebhäckseln zur Biogaserzeugung und zur Nutzung als Substrat in bioökonomischen Anwendungen LEONHARD LENZ, BENEDIKT HÜLSEMANN, HANS OECHSNER	234
Pilzbasierte Vor- und Nachbehandlung zur Steigerung der Biogasausbeute aus Stroh – Projekt „LCR-PILZE" DIANA YOUNG, CRISTINA GONZALEZ, NIKOLA D. TOMIĆ, STEFAN REITBERGER, J. PHILIPP BENZ, VERONIKA FLAD	237
Projekt „EiFEL-Silphie" – Etablierung einer innovativen Faser- und Energiegewinnung in der Landwirtschaft mit der Durchwachsenen Silphie REBECCA MAYER	240
Anwendung rekombinanter Enzyme von anaeroben Pilzen zur gesteigerten Biogasproduktion aus lignozellulosehaltiger Biomasse CLAUDIO L. KALBERMATTEN, CHRISTIN PETERS, ZRINKA RAGUZ NAKIC, JULIA UNGLAUBE, ALEX RIEDERER, SOPHIA A. F. STROBL, SUSANNE ZEILINGER, HERIBERT INSAM, VERONIKA FLAD, SABINE M. PODMIRSEG, HANS-JOACHIM NÄGELE	243
Wieviel Co-Substrat Stroh trägt eine Gülle-Biogasanlage? BJÖRN SCHWARZ	245
Biomethanproduktion aus Wirtschaftsdüngern in der Alpenrhein-Bodensee-Hochrhein-Region: Status, Potenzial und Substratvorbehandlung MARCO WEHNER, TAIBA SALEEM, SABINE PODMIRSEG, VERONIKA FLAD, CLAUDIO KALBERMATTEN, SOPHIA STROBL, DIANA YOUNG, CHRISTIAN EBNER, HANS-JOACHIM NÄGELE, MATHIAS EFFENBERGER, THOMAS VENUS	248

Innovatives Verfahrenskonzept zur Vergärung von Rindergülle ab 170 GV PATRICK ALTENDORF, CHRISTINA BRANDHORST, ANDREAS LEMMER	251
Kopplung der fluiddynamischen und biologischen Prozesse in Hochlastsystemen zur effizienten Biogaserzeugung aus landwirtschaftlichen Reststoffen NIKLAS OLBERTZ, NIKLAS HÖVELS, JUREK HÄNER, ELMAR BRÜGGING	254
Einsatz von Zeolith zur Erhöhung der Effizienz der Biogaserzeugung aus Wirtschafts- düngemitteln und zur Minderung der Stickstoffverluste in die Umwelt bei der Düngenutzung der entstehenden Gärreste RUTH GEBAUER, SHIWEI LI, FABIAN GIEVERS, KLAUS DITTERT, ACHIM LOEWEN, HAITAO WANG	256
Mitwirkende	258

Die Rolle von Biogasanlagen im Rahmen unseres Energiesystems

JÜRGEN KARL, NORA ELHAUS

1 Einleitung

Ein zentrales Argument für das Ausbremsen des Ausbaus erneuerbarer Energien durch die Novellen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in den Jahren 2012 und 2014 war die schwankende Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik. Kritiker der Energiewende prägten früh den Begriff der „Dunkelflaute“, um auf längere Phasen mit geringer Einspeisung hinzuweisen. Diese Zeiten unzureichender Stromproduktion stellen bis heute eine der größten, noch nicht vollständig gelösten Herausforderungen der Energiewende dar. Angesichts des erheblichen Investitionsbedarfs und der langen Dauer des Transformationsprozesses erscheint es sinnvoll, neben wasserstoffbasierten Reservekraftwerken auch alternative Lösungen in Erwägung zu ziehen.

2 Motivation und Ergebnisse der FAU-Biogasstudie

2.1 Aufgabenstellung der Studie

Die Nutzung flexiblierter Biogasanlagen hätte den Vorteil, dass bestehende Infrastrukturen genutzt werden könnten und für diese Infrastrukturen gleichzeitig ein zukunftsfähiges Geschäftsmodell entsteht. Im Rahmen der Studie „Biogas im künftigen Energiesystem – Potential und Wirtschaftlichkeit der Besicherung von Wind und Photovoltaik durch die Flexibilisierung von Biogasanlagen“ (Elhaus et al. 2024) beauftragte der Fachverband Biogas die Autoren zu untersuchen, welchen Beitrag zur Absicherung der Dunkelflaute flexible Biogasanlagen liefern können.

2.2 Das Gespenst der Dunkelflaute

Die Analyse zeigt, dass in jedem Jahr seit 2012 sogenannte Dunkelflauten auftraten – also längere Phasen mit stark reduzierter Einspeisung von Wind- und Solarstrom. Diese Flauten traten meist im Winter, insbesondere im November, Dezember oder Januar auf und dauerten mitunter bis zu 284 Stunden (11,8 Tage). Während der längsten Dunkelflauten, etwa 2013 und 2022, lag die Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik (PV) im Schnitt rund 58 Prozent unter dem Jahresmittel der Erzeugung aus Wind und PV. In der Folge kam es zu erheblichen Stromdefiziten, etwa 3,3 Terawattstunden im Jahr 2022, die durch fossile Kraftwerke und Importe ausgeglichen werden mussten. Um die Versorgungssicherheit während Dunkelflauten zu gewährleisten, werden besonders künftig leistungsfähige Speicher, flexible Lasten und verlässliche Stromimporte erforderlich sein.

2.3 Ergebnisse der Studie

Obwohl die aktuellen Planungen der Bundesregierung und verschiedener Studien davon ausgehen, dass in solchen Phasen ausreichend Strom aus dem Ausland importiert werden kann, zeigen die Analysen, dass diese Annahme problematisch ist. Sollten diese Importe nicht vollständig zur Verfügung stehen, wären wasserstoff- und biogasbasierte Reservekraftwerke notwendig, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Im Jahr 2030 könnten nach den Planungen des Netzentwicklungsplanes der BNetzA (ÜNB 2023) bis zu 49 Gigawatt Leistung fehlen (Abb. 1). Der nationale Wasserstoffrat empfiehlt daher den Zubau von wasserstoffbasierten Reservekraftwerken, die jedoch mit hohen Kosten verbunden sind. Dem gegenüber steht das Potenzial der Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen, durch das bis 2030 rund 12 Gigawatt an Reserveleistung bereitgestellt werden könnten. In Kombination mit Wasserstoffanlagen ließen sich so rund 25,9 Gigawatt decken, was den Bedarf an Stromimporten und Demand-Side-Managementmaßnahmen deutlich senken würde.

Die Flexibilisierung von Biogasanlagen ist nicht nur technisch kurzfristig umsetzbar, sondern auch wirtschaftlich vorteilhaft. Der Investitionsbedarf liegt deutlich unter dem der wasserstoffbasierten Anlagen – je nach Szenario um den Faktor 1,9 bis 3,7 niedriger. Auch die spezifischen Stromerzeugungskosten fallen bei Biogas wesentlich geringer aus.

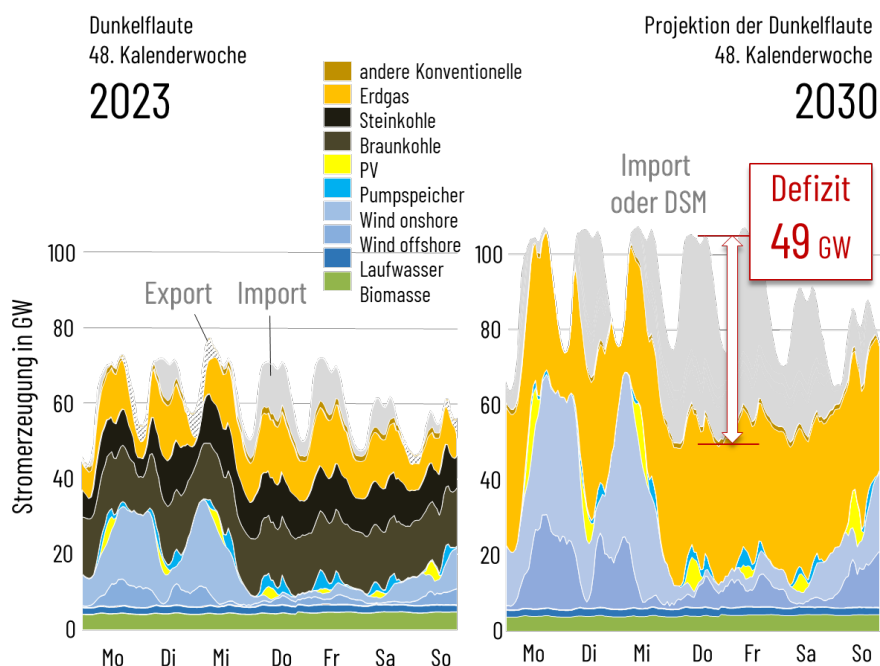


Abb. 1: Stromerzeugung während der Dunkelflaute in der 48. Kalenderwoche des Jahres 2023 (links) und Projektion der Stromerzeugung bei einer vergleichbaren Dunkelflaute im Jahr 2030 mit den Annahmen des Netzentwicklungsplans (rechts). Durch die Zunahme des Strombedarfs kann der Strombedarf auch bei Aktivierung aller erdgasbasierter Reservekraftwerke bei weitem nicht gedeckt werden. (© J. Karl)

3 Fazit

3.1 Die künftige Rolle flexibilisierter Biogasanlagen

Die Studie kommt zu dem Schluss, dass flexibilisierte Biogasanlagen kurzfristig die einzige realistische und wirtschaftlich tragfähige Alternative zu wasserstoffbasierten Reservekraftwerken darstellen, um das deutsche Stromsystem krisenfest gegen Dunkelflauten abzusichern. Gleichzeitig tragen Biogasanlagen zur Senkung der Großhandelsstrompreise bei, da sie den Preisdruck durch teure wasserstoffbetriebene Kraftwerke reduzieren können (Abb. 2).

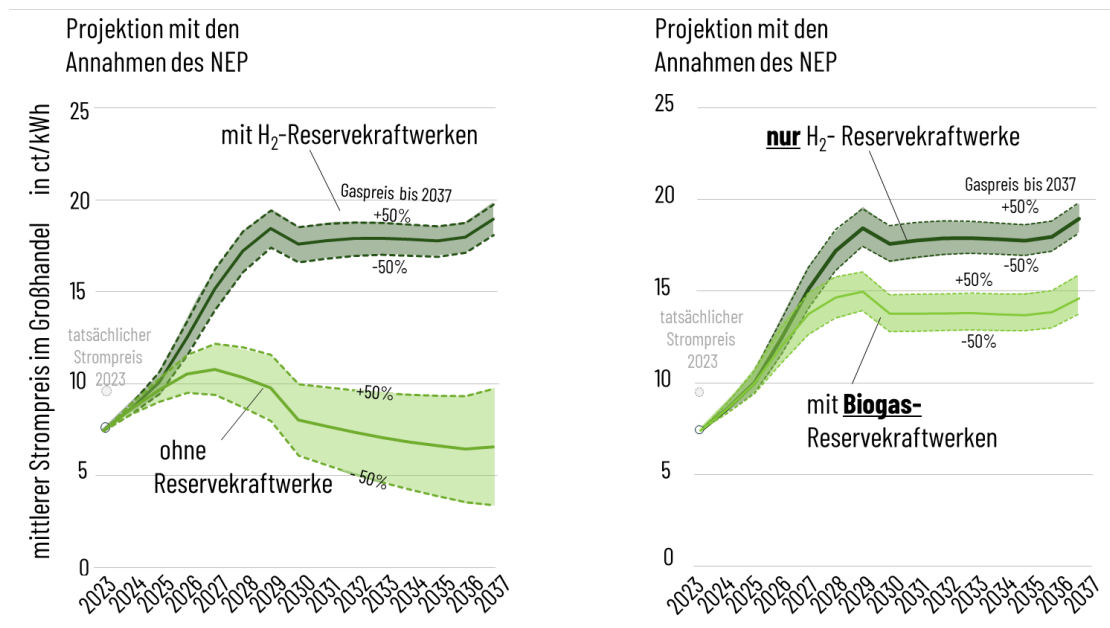


Abb. 2: Projektion der zeitlichen Entwicklung der Strompreise mit den Annahmen des Netzentwicklungsplans mit und ohne Reservekraftwerken. Reservekraftwerke mit flexibilisierten Biogasanlagen senken in beiden Fällen den Strompreis im Vergleich zu wasserstoffbasierten Reservekraftwerken. (© J. Karl)

Ob sich die Strompreise tatsächlich so entwickeln werden, hängt vor allem von den künftigen Wasserstoffpreisen, der Angebots- und Nachfragesituation sowie von der Versorgungslage während zukünftiger Dunkelflauten ab. Entscheidend dafür sind insbesondere

- die Importsituation,
- der Wasserstoffpreis,
- der Stromverbrauch und
- das Wind- und PV-Angebot.

Der zugrunde gelegte Netzentwicklungsplan prognostiziert für das Jahr 2037 einen Strombedarf von 165 TWh für die Elektrolyse für die Wasserstoffherzeugung. Kommt stattdessen Importwasserstoff zum Einsatz, entspannt sich die Nachfragesituation erheblich. Auch der weitere Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen ist dringend erforderlich, da selbst während der meisten Dunkelflauten ein signifikanter Wind- und PV-Anteil den Strommarkt entlasten kann.

3.2. Die „gesicherte Leistung“ aus Gaskraftwerken ist leider gar nicht sicher

Ein zentrales Problem bei der künftigen Absicherung von Dunkelflauten besteht jedoch darin, dass die angenommene „gesicherte Leistung“ von Gaskraftwerken möglicherweise gar nicht zuverlässig verfügbar sein wird.

In den Dunkelflauten 2024 war nie mehr als etwa die Hälfte der „installierten Leistung“ von 36,25 GW der Gaskraftwerke im Einsatz (Abb. 3). Zwei Drittel der Gaskraftwerke an Standorten der öffentlichen Gasversorgung > 100 MW wurden im Jahr 2024 gar nicht eingesetzt, obwohl nur etwa 3,7 GW, also 10 % der installierten Leistung als „Netz- oder Kapazitätsreserve“ oder als „besonders Betriebsmittel“ nicht für den regulären Einsatz im Strommarkt vorgesehen sind. Noch problematischer ist die mögliche Rolle der kleineren Gaskraftwerke mit Leistungen < 100 MW. Zwar werden die Einsatzpläne kleiner Gaskraftwerke

nicht veröffentlicht, allerdings deuten eingespeisten Leistungen und die insgesamt geringe Leistung aus Gaskraftwerken darauf hin, dass 61 % der Leistung der kleineren Gaskraftwerke 2024 gar nicht betrieben wurde.

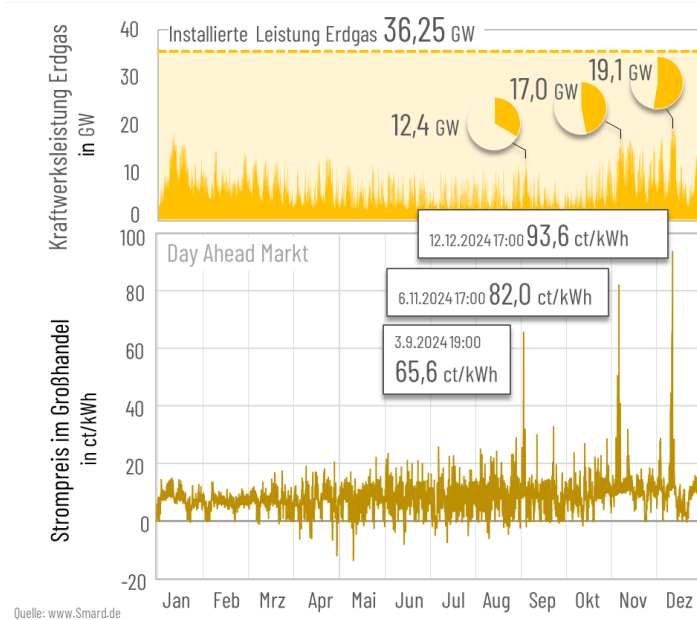


Abb. 3: Einsatz der Gaskraftwerke während der Dunkelflauten im November und Dezember des Jahres 2024 (© J. Karl)

Unklar ist, warum diese Kraftwerke trotz der hohen Strompreise nicht eingesetzt wurden. Ein 10-MW-Gaskraftwerk hätte in den beiden Dunkelflauten im November und Dezember des Jahres 2024 am Day-ahead-Markt Erlöse von ca. 540.000 € erwirtschaften können. Möglicherweise hatten viele Betreiber zu dem Zeitpunkt aufgrund zu hoher Leistungspreise keine Gaslieferverträge für ihre Kraftwerke abgeschlossen oder die in den offiziellen Statistiken noch gelisteten Gasturbinen wurden zumindest zeitweise stillgelegt.

Literatur

- Elhaus, N.; Treiber, P.; Karl, J. (2024): Biogas im künftigen Energiesystem – Potential und Wirtschaftlichkeit der Besicherung von Wind und Photovoltaik durch die Flexibilisierung von Biogasanlagen.
https://www.evt.tf.fau.de/faustudie_biogasimenergiesystem2024/, Zugriff am 13.05.2025
- ÜNB (2023): Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2023). Zweiter Entwurf.
<https://www.netzentwicklungsplan.de>, Zugriff am 13.05.2025

Biomasse als langfristige Energie- und Kohlenstoffquelle

RENÉ BACKES, JAQUELINE DANIEL-GROMKE, TOM KARRAS, STEFAN MAJER

1 Einleitung

Biomasse als Rohstoff ist weder unbekannt noch ungewöhnlich. Jedoch ist ihr Einsatz bislang auf diejenigen Anwendungen beschränkt, bei denen sie nicht durch einen günstigeren Rohstoff ersetzt werden kann. Es fällt daher auch schwer, die Defossilisierung von bekannten Anwendungen zügig voranzubringen. Gerade wenn es darum geht, die in Biomasse gespeicherte Energie z.B. thermisch zu nutzen, zeigen sich die bisherigen Wege oft als zu teuer, um wettbewerbsfähig beschritten zu werden.

Methan ist ein sehr breit einsetzbarer Rohstoff. Einerseits als Energieträger zur Erzeugung von Strom und Wärme, andererseits als kohlenstoffhaltiger C1-Baustein für wichtige Grundprodukte wie Ammoniak, Synthesegas, Methanol und weiter für Ethylen und Acetylen. Die energetische Nutzung als Brennstoff und die stoffliche Nutzung halten sich in Deutschland in etwa die Waage. Es bedeutet aber auch, dass biogenes Methan als Rohstoff für eine Defossilisierung von industriellen Produkten einen hochinteressanten Rohstoff darstellen kann.

Biomethan ist damit ein wirkungsvoller Baustein um in bestehenden Wertschöpfungen über einen stetig wachsenden Anteil, den Rohstoffwandel voranzutreiben. Technisch gesehen können dabei bestehende Prozesse ohne Veränderungen oder Anpassungen weiter betrieben werden. Dabei ist jedoch sehr wichtig, die Rohstoff- und Produktkosten im Blick zu behalten. Auch muss es seinen Weg von der Erzeugung in die Gasnetzinfrastruktur finden, um beim Verbraucher anzukommen.

2 Energetische und stoffliche Nutzung von Methan – Status quo

Die Nachfrage für Erdgas in Deutschland hat sich über die Jahre leicht reduziert, ausgehend von 1.000.000 GWh in 2021 waren die Verbräuche rückläufig bis ca. 800.000 GWh in 2024 (BNetzA 2025). Hier spielen u.a. die wirtschaftliche Entwicklung und der Einfluss aus politischen Konflikten in Europa eine Rolle.

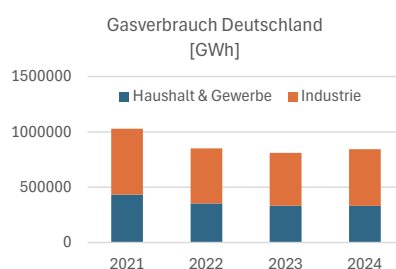


Abb. 1: Entwicklung des Gasverbrauchs in Deutschland 2021 bis 2024 aus dem Trading Hub Europe (THE) (© BnetzA)

Gleichzeitig wurden in Deutschland 2023 aus Biomasse 10.663 GWh Energie in Form von Biogas hergestellt (DENA 2024). Das entspricht etwa 1,3 % des gesamten Erdgasverbrauchs. Gleichzeitig ist die

Entwicklung der Erzeugung und Einspeisung von Biomethan über die Jahre 2017 bis 2023 weitestgehend konstant. Biogas wird immer noch zum überwiegenden Teil direkt nach der Erzeugung verstromt, damit steht es einer stofflichen Nutzung nur sehr eingeschränkt zur Verfügung. Das liegt an den Regeln des EEG, wodurch Biomethan immer weniger attraktiv wird. Anreize sind aber vorhanden, Biomethan wird momentan vermehrt zur Erfüllung der Kraftstoffquote eingerechnet und zusätzlich wird es langfristig relevant, um im Stromsystem den Anteil erneuerbare Energien bei Gaskraftwerken zu erhöhen.

Jedoch wachsen die Einspeisekapazitäten von Biogasaufbereitungsanlagen nur langsam an. Im letzten Jahr gingen mehr Aufbereitungsanlagen in Betrieb als die vorangegangenen 3 Jahre. Mit Stand Juni 2024 sind also nun 251 Anlagen mit einer Methankapazität von ca. 151.000 Nm³/h in Betrieb. Das entspricht bei einer Auslastung von ca. 7.000 h/a = ~10.000 bis 11.000 GWh, was der Menge des erzeugten Biomethans dann entspricht.

3 Stoffliche Nutzung von Methan

Wie eingangs erwähnt, ist Methan neben der Erzeugung von Wärme auch ein Schlüsselrohstoff für die Herstellung von Wasserstoff und Ammoniak, für Synthesegas und Methanol und auch für Ethylen und Acetylen als wichtige Polymer-Ausgangsstoffe. Die verwendeten Technologien sind Dampf-Reformierung für Synthesegas und Methan-Pyrolyse zu Erzeugung von Wasserstoff oder Acetylen (Arpe 2007).

Der VCI hat in seinem Report „Chemistry4Climate“ beschrieben, wie sich die zukünftigen Bedarfe in der industriellen Produktion von Chemikalien und Kunststoffen entwickeln können (VCI 2023). Wie in der folgenden Grafik gezeigt, wird ein Rückgang der Produktion bei den Hauptprodukte Ethylen, Methanol, Ammoniak usw. (Basis Methan) von 18 Mio t/a (2020) auf 13,5 Mio t/a (2045) prognostiziert. Das spiegelt sich auch in der Prognose für den zukünftigen Bedarf des Methans wider.

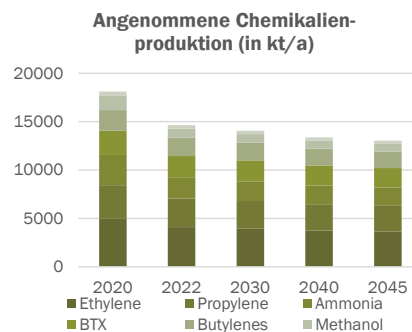


Abb. 2: Grundprodukte der chemischen Industrie und prognostizierte Volumenentwicklung bis 2045 (VCI 2023)

Für eine Umstellung auf Biomethan als Rohstoff wird die Herausforderung dennoch nicht geringer. Trotz des erwarteten Rückgangs der Produktionsvolumina lauert die große Herausforderung in den zu erwartenden Methanbedarfen der kommenden Jahre.

Wir sehen also einen erwarteten Rückgang im Bedarf nach Methan für zukünftige Produktionen, jedoch übersteigen die benötigten Mengen Biomethans jegliche aktuelle Produktionskapazität.

Im Rahmen der beabsichtigten Defossilisierung in der Industrie wird es also entscheidend werden, wie wir im Falle der stofflichen Nutzung von Biomasse mit unseren Rohstoffen umgehen, woher wir die Energien beziehen, die dafür nötig sind, und woher letztendlich der Kohlenstoff stammt. Methan und im

besonderen Biomethan kommt hierbei eine Schlüsselfunktion zu, da es sowohl als Energieträger als auch als Rohstoff für die Produktion eingesetzt werden kann. Flexibilität bei der Einsatzmöglichkeit wird im Zuge der Nachhaltigkeit ein zunehmend wichtiger Faktor werden.

4 Biomassepotenziale

Biomasse ist vorhanden und wird bereits in bestehenden Prozessen genutzt. Ziel wird es nun sein, die begrenzte Menge an Biomasse möglichst optimal einzusetzen. Im Rahmen eines systematischen Monitorings der Bioökonomie wurde am DBFZ ein Reststoffmonitoring entwickelt und als frei zugängliche Datenbank zur Verfügung gestellt. Es zeigt, welche biogenen Rest- und Abfallstoffe sowie Nebenprodukte in Deutschland zur Verfügung stehen. Durch unterschiedliche Potenzialebenen werden die Stoffströme der 77 Einzelbiomassen ersichtlich, die den Sektoren Landwirtschaft, Holz- und Forstwirtschaft, Siedlungsabfälle und Klärschlämme, Industrie sowie sonstigen Flächen zugeordnet wurden. Das Sankey-Diagramm in Abbildung 3 zeigt, dass im Jahr 2020 von den 208,7 Mio. t Trockenmasse an theoretischem Biomassepotenzial 110,3 Mio. t Trockenmasse als technisches Potenzial zur Verfügung stehen. Davon sind bereits 81,5 Mio. t Trockenmasse in stofflichen oder energetischen Nutzungen gebunden (Wilske et al. 2025).

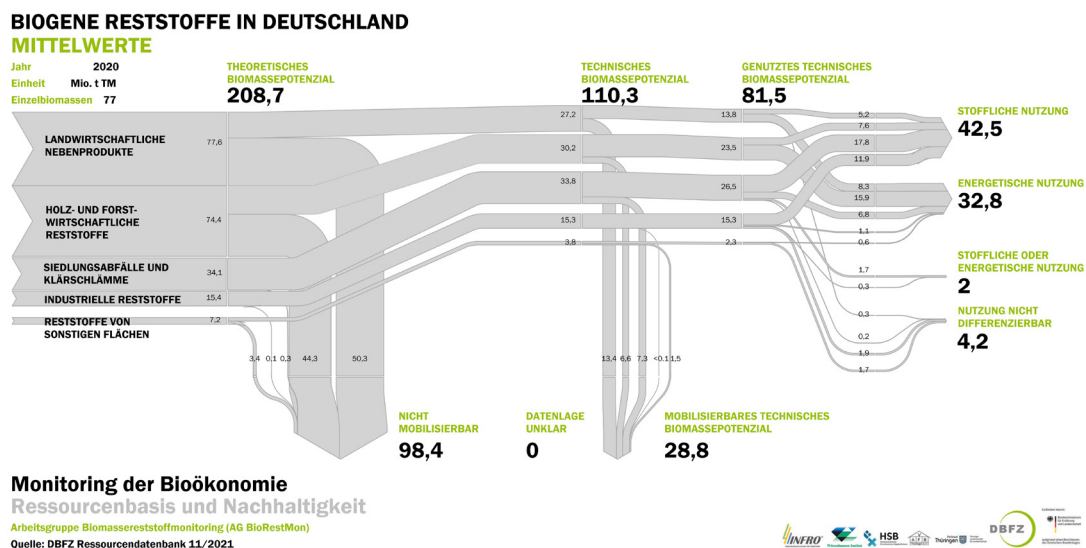


Abb. 3: Sankey-Diagramm: Gesamtstoffstrom der nationalen Potenziale biogener Rest- und Abfallstoffe sowie Nebenprodukte in 2020 (Naegeli de Torres et al. 2024)

Daraus ergibt sich, dass vom gesamten theoretischen Potenzial der möglichen Rohstoffe nach genauer Analyse nur ein Bruchteil als mobilisierbares technisches Biomassepotenzial überhaupt zur weiteren Nutzung zur Verfügung steht. Mit Mengen um die 28,8 Mio. t Trockenmasse pro Jahr besteht aber dennoch ein solider Grundstock an verfügbarer Masse (VCI 2023).

Es besteht zusätzlich die Möglichkeit, bereits aktuell genutzte Potenziale umzuwidmen, wenn beispielsweise die bestehenden Nutzungen an Relevanz verlieren oder Alternativen wirtschaftlich attraktiver werden.

Es wird hier sehr deutlich, dass wenn wir die Umstellung von fossile auf nachwachsende und recycelte Rohstoffe ernst meinen, die Rohstofffrage in Zukunft auch eine Frage um den effizienten Einsatz von Kohlenstoff wird. Auch die Behandlung von Abfall und Recycling wird ausschlaggebend werden.

5 Ausblick

Eine steigende Nachfrage nach erneuerbaren Kohlenstoffquellen ist voraussehbar. Das bedeutet auch, dass Technologien ausgebaut und vergrößert werden, um sowohl bestehende Abfallströme wieder den Produktzyklen zuzuführen als auch biogene Kohlenstoffquellen als Ersatz stärker nachgefragt werden. Zukünftig werden sich diese Recycling- und Bioströme mit den fossilen Rohstoffen messen und eine nachhaltige Wirtschaftskraft aufbauen müssen. Dazu kann die Kombination aus Umwandlung von Biomasse zu Chemikalien bei gleichzeitiger Ausnutzung der freiwerdenden Wärmemengen zur Produktion von Strom entscheidende wirtschaftliche Vorteile geben.

Literatur

- Arpe, H.-J. (2007): Industrielle organische Chemie. Weinheim, Wiley-VCH
- BNetzA (2025): Rückblick: Gasversorgung im Jahr 2024. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/a_Gasversorgung_2024/start.html, Zugriff am 12.08.2025
- DENA (2024): Branchenbarometer Biomethan 2024. Deutsche Energie-Agentur (DENA), <https://www.dena.de/PUBLIKATION1960>, Zugriff am 12.08.2025
- Naegeli de Torres, F.; Brödner, R.; Cyffka, K.-F.; Fais, A.; Kalcher, J.; Kazmin, S.; Meyer, R.; Radtke, K. S.; Richter, F.; Selig, M.; Wilske, B.; Thrän, D. (2024): DBFZ Resource Database: DE-Biomass Monitor. Biomass Potentials and Utilization of Biogenic Wastes and Residues in Germany 2010–2020, DOI: 10.5281/zenodo.14273285
- VCI (2023): Wie die Transformation der Chemie gelingen kann. Abschlussbericht Chemistry4Climate 2023. <https://www.vci.de/services/publikationen/chemistry4climate-abschlussbericht-2023.jsp>, Zugriff am 12.08.2025
- Wilske, B.; Cyffka, K.; Kalcher, J.; Karras, T.; Selig, M.; Radtke, K.; Naegeli de Torres, F.; Brödner, R. (2025): Schlussbericht zum Projekt MoBi II: Aufbau eines systematischen Monitorings der Bioökonomie – Konsolidierungsphase Teilvorhaben 2: Aktualisierung Reststoffmonitoring. Leipzig, Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ), <https://doi.org/10.2314/KXP:192896544X>

Wirtschaftliche und technische Konsequenzen aus dem Biogas-Paket

ROLAND SCHULZE LEFERT

1 Einleitung

Das Biogas-Paket 2025 markiert einen signifikanten Wendepunkt in der Entwicklung der deutschen Biogasbranche. Mit der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetz durch das ergänzende Biogas-Paket (Bundesgesetzblatt 2025) sollen Investitionssicherheit und Systemdienlichkeit von Biogasanlagen gesteigert werden (Deutscher Bundestag 2025). Besonders im Fokus stehen Anlagen, deren erste Förderperiode zeitnah ausläuft, sowie Betreiber, die ihre Anlagen flexibel und wärmegeführt betreiben (Deutscher Bundestag 2024). Aktuell sind die meisten Bestandteile des Pakets noch nicht endgültig in die Ausschreibungen der Bundesnetzagentur integriert, da die beihilferechtliche Genehmigung der EU-Kommission zum Erstellungszeitpunkt dieses Beitrags noch nicht vorliegt. Entsprechend analysiert dieser Beitrag die technischen und wirtschaftlichen Konsequenzen der EEG-Novelle auf Basis eigener Beratungserfahrung und theoretischer Überlegungen, ohne auf praktisch umgesetzte Projekte nach dieser Reform verweisen zu können. Der Fokus dieses Beitrags liegt auf den bestehenden Biogasanlagen. Die Ausweitung auf die theoretisch denkbaren und wirtschaftlich durchaus interessanten Neuanlagen-Satelliten-BHKW würde den gesetzten Rahmen sprengen.

2 Gesetzliche Änderungen durch das Biogas-Paket

2.1 Ausschreibungsvolumen und Förderlaufzeiten

Das Ausschreibungsvolumen für Biomasseanlagen wurde für die Jahre 2025 und 2026 deutlich erhöht. Vorgesehen sind 1.300 Megawatt (MW) im Jahr 2025 bzw. 1.126 MW im darauffolgenden Jahr (§ 28c Absatz 2 EEG 2023). Mit dem Jahr 2027 reduziert sich das Ausschreibungsvolumen hingegen stark, sodass schlussendlich in 2028 nur noch 76 MW ausgeschrieben werden sollen. Zusätzlich sollen entsprechend der Beschlüsse im sogenannten Solar-Paket aus dem Jahr 2024 die Ausschreibungsvolumen, die nicht im Bereich der hochflexiblen Biomethan-BHKW zugeschlagen werden, zu 29 Prozent in die Biomasseausschreibung überführt werden (§ 28c Absatz 3 EEG 2023).

Die Förderdauer für Anlagen, die in die Anschlussförderung nach der 1. Förderperiode gehen, beträgt nun 12 Jahre (§ 39h Absatz 3 EEG2023). Die Frist für den frühzeitigen Wechsel in die Anschlussförderung wurde auf fünf Jahre vor Ablauf der ersten Förderperiode verkürzt (§ 39g Absatz 1 EEG 2023). Die Umstiegszeit nach Erhalt eines Zuschlages wird von 60 Monate auf nunmehr 42 Monate verkürzt (§ 39g Absatz 2 EEG 2023). Eine Übergangsregelung für Anlagen, die kurze Zeit nach dem Erhalt des Zuschlags aus der Förderung fallen, ist nicht vorgesehen.

2.2 Betriebsviertelstundenregelung und Förderaussetzung bei schwach positiven Börsenstrompreisen

Die bisherige Deckelung der Förderung über die Höchstbemessungsleistung als Prozentsatz der installierten Leistung wurde durch eine Betriebsviertelstundenregelung ersetzt. Eine Betriebsviertelstunde (BVh)

entsteht dabei laut Definition sobald die Anlage eine kWh Strom erzeugt (§ 3 Nr. 7a EEG 2023). Es gibt keine Ausnahmen für geringfügige Erzeugung zum Beispiel durch An- oder Abfahrrampen sowie Kontrollstarts nach Wartungen. Die geförderte Strommenge beträgt 11.680 BVh jährlich für Anlagen > 350 kW installierte Leistung und 16.000 BVh für Anlagen ≤ 350 kW installierte Leistung (§ 39i Absatz 2a EEG 2023). Die Zahl reduziert sich im Verlauf der Förderperiode stufenweise in vier Schritten um je 500 BVh. Je nach Termin der Zuschlagserteilung (April oder Oktober) erfolgt die Absenkung zum 1. Januar des fünften (des sechsten), des siebten (des achten), des neunten und des elften Jahres nach Erteilung des Zuschlags. Bei einer Überschreitung der maximalen Anzahl werden nur die BVh mit der höchsten Einspeiseleistung auf die zu fördernde Strommenge angerechnet. Somit wird nun die rechnerisch maximal mögliche Strommenge gefördert unabhängig vom Zeitpunkt der Erzeugung innerhalb des Jahres.

Mit dem Biogas-Paket wird eine neue Regelung eingeführt, wonach der anzulegende Wert auf null gesetzt wird, sobald der Börsenstrompreis kleiner oder gleich 2 ct/kWh beträgt (§ 51b EEG 2023). Dies stellt eine deutliche Verschärfung gegenüber der bisherigen Regelung nach § 51 EEG dar, bei der die Förderung ausschließlich bei negativen Börsenstrompreisen entfiel und die unmittelbare Wirkung erst ab dem Jahr 2027 angelegt war.

2.3 Flexibilitätzuschlag

Der Flexibilitätzuschlag wurde von 65 auf 100 €/kW erhöht (§ 50a Absatz 1 EEG 2023). Für bereits durch die Flexibilitätsprämie geförderte Leistungsteile beträgt der Zuschlag weiterhin 50 €/kW. Die bereits geförderten Leistungsteile errechnen sich, indem die gesamte im ersten Förderzeitraum erhaltene Flexibilitätsprämie durch 1.300 dividiert wird. Eine anteilige Reduktion der bereits geförderten Leistungsteile bei Stilllegung eines Teils der bestehenden BHKW-Anlage erfolgt nicht. Die Anforderung, 4.000 BVh mit mindestens 85 Prozent der installierten Leistung zu produzieren (§ 50 Absatz 3 Nr. 1 EEG 2023), um den Flexibilitätzuschlag zu erhalten, bleibt ebenfalls bestehen.

2.4 Vorrangregelung für Anlagen mit Wärmeversorgungseinrichtung und Wegfall der Südquote

Anlagen, die bereits vor dem 1. Januar 2024 an eine Wärmeversorgungseinrichtung (WVE) angeschlossen waren, erhalten im Ausschreibungsverfahren Vorrang. Eine Wärmeversorgungseinrichtung ist dabei laut Definition eine leitungsgebundene Versorgung mehrerer Gebäude mit einer „thermischen Gesamtnennleistung“ von mindestens 300 kW (§ 3 Nr. 47a EEG 2023). Wie diese Begrenzungen im Detail zu verstehen sind, ist in Teilen strittig. Speziell die Verwendung des nicht gebräuchlichen Begriffs der thermischen Gesamtnennleistung lässt hier einen größeren Auslegungsspielraum zu.

Sofern das Ausschreibungsvolumen ausgeschöpft wird, sind 50 Prozent des Ausschreibungsvolumens für WVE-Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2009 reserviert, weitere 20 Prozent für WVE-Anlagen, die vor dem 1. Januar 2011 in Betrieb genommen wurden (§ 39d Absatz 2 EEG 2023). Für den Fall, dass die Ausschreibungsvolumina nicht ausgeschöpft werden, sind die Vorrangregelungen mit 40 Prozent für WVE-Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2009 und weiteren 20 Prozent für WVE-Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2011 in die bestehende endogene Mengensteuerung von 80 Prozent der eingereichten und zugelassenen Gebotsmenge integriert worden (§ 39d Absatz 3 EEG 2023). Die Vorrangregelung ist bis zum Ablauf des 31. Dezember 2027 befristet. Die bisherigen Regelungen zur Südquote sind vollständig entfallen.

2.5 Maisdeckel

Der maximal zulässige Anteil von Mais an der Einsatzstoffmasse (bezogen auf die Gesamtsubstratmenge in Prozent) wurde weiter reduziert. Für die Ausschreibungen im Jahr 2025 liegt er bei 30 Masseprozent, für alle Ausschreibungen ab 2026 bei 25 Masseprozent (§ 39i Absatz 1 EEG 2023). Die so begrenzten Einsatzstoffe sind Silomais, Körnermais, CCM/LKS sowie Getreidekorn. Die Begrenzung bezieht sich dabei auf die Jahreseinsatzmenge. Der tägliche Anteil der begrenzten Stoffe kann zwischen 0 und 100 Prozent variieren, solange die im ganzen Jahr eingesetzte Menge den festgesetzten Anteil an der Substratgesamtmasse nicht überschreitet. Die Regelung gilt unabhängig von der Genehmigung durch die EU-Kommission für alle Biomasseanlagen, die seit der Veröffentlichung des Gesetzes am 24.02.2025 einen Zuschlag im Ausschreibungsverfahren bekommen haben (nicht aufgeführt in §101 EEG 2023).

2.6 Geltung für Biomethan-BHKW

Die dargestellten Änderungen im Biogas-Paket gelten weitestgehend nicht für Biomethan-BHKW nach Teil 3, Abschnitt 3, Unterabschnitt 6 (EEG 2023). Lediglich die Erhöhung des Flexibilitätszuschlags von 65 auf 100 €/kW und die Absenkung des zulässigen Maisanteils auf 30 Masseprozent ab 2025 bzw. 25 Masseprozent ab 2026 gilt hier ebenfalls. Auch der ersatzlose Entfall der Südquote ist hier ebenfalls gültig.

3 Technische Konsequenzen für Weiterbetriebsanlagen

Aus den stark veränderten Regelungen rund um die Betriebsviertelstundenregelung, die Förderaussetzung bei schwach positiven Börsenstrompreisen und dem veränderten Maisdeckel ergeben sich für etliche Anlagen eine Vielzahl an neuen technischen Anforderungen. Nur Anlagen, die sich bisher am obersten Anforderungslimit der bestehenden Regelungen aus dem EEG 2009 bzw. der Flexibilitätsprämie bewegt haben, werden diese ohne größere Investitionen einhalten können.

3.1 Anforderungen an die BHKW-Anlagen

Die Begrenzung der Förderung auf nur noch 11.680 BVh für Anlagen > 350 kW installierter Leistung, welche sich im Laufe des Förderzeitraums schrittweise auf schlussendlich 9.680 BVh reduzieren, zeigen klar in die Richtung höherer Überbauungen. Reichte bisher die knapp doppelte Überbauung bei 45 Prozent Bemessungsleistung, so ist jetzt die dreifache Überbauung das Mindestmaß. Wenn die Bemessungsleistung über den kompletten Zeitraum der Förderung gehalten werden soll, dann muss sogar auf das Maß nach den Reduzierungsschritten und damit auf einen Überbauungsfaktor von 3,62 gezielt werden. Die wenigsten Anlagen haben bereits die dafür nötige BHKW-Leistung installiert und bei einigen Anlagen ist zudem fraglich, ob die örtlichen Netzkapazitäten für den Netzanschluss ausreichen. Inwieweit die neu geschaffenen optionalen Möglichkeiten zur Überbauung von Netzanschlüssen bei Nutzung durch verschiedene erneuerbare Energien (§ 8a EEG 2023) dort zu einer Lösung beitragen kann, muss die Praxis erst zeigen.

Ohne Sonderregelung für geringfügige Erzeugung (z.B. An- oder Abfahrrampen) stellen sich hohe Anforderungen an die Startfähigkeit und die Synchronisationsgeschwindigkeit der BHKW. Insbesondere bei Anlagen mit mehreren BHKW ist es essenziell, dass alle BHKW stets gemeinsam und in kurzer Zeitdauer Starten und Synchronisieren. Bei Anlagen mit knapp dreifacher Überbauung würde sonst viel wertvolle Strommenge aus der Förderung fallen oder die knappen BVh werden nicht mit der vollen installierten Leistung ausgenutzt. Bei sehr hoch überbauten Anlagen mit mehreren BHKW, die sehr dicht an die Grenze des 4.000-BVh-Kriteriums des Flexibilitätszuschlags betrieben werden, ist die Startfähigkeit ebenfalls sehr

wichtig. Sollte hier ein (älteres) BHKW häufiger den Start oder die Synchronisation nicht erfolgreich absolvieren und deshalb die Erzeugung mit 85 Prozent der installierten Leistung nicht erreicht werden, ist der Flexibilitätzuschlag schnell gefährdet.

Auch die grundsätzliche Zuverlässigkeit der BHKW rückt weiter in den Fokus. Sollten bei bestehenden Maschinen Schwachpunkte bekannt sein oder einzelne Komponenten an der Grenze ihrer Lebenserwartung angekommen sein, so sind Investitionen in eine nachhaltige Ertüchtigung dringend angezeigt. Längere Ausfallzeiten der BHKW verringern zudem die Mehreinnahmen an der Strombörse und können auch den Wärmeverkauf stark beeinträchtigen und damit den Gewinn erheblich senken. Starke Wartungskonzepte mit zum Teil vorausschauendem Tausch einzelner Komponenten sollten somit selbstverständlich sein.

3.2 Anforderungen an die Gas- und Wärmespeicher

Durch die Förderaussetzung bei schwach positiven Börsenstrompreisen steigen die wirtschaftlich unabdingbaren Stillstandzeiten erheblich an. Im Jahr 2024 gab es insgesamt 1.060 Stunden mit Strombörsenpreisen ≤ 2 ct/kWh (Eigene Auswertung aus Bundesnetzagentur, SMARD 2025). Dabei waren die Extremereignisse mit 37 Stunden Dauer am 6. und 7. Juni 2024 und mit 32 Stunden am 24. und 25. November 2024 weit über das Jahr verteilt. Ereignisse mit einer Zeitdauer ≥ 12 Stunden gab es insgesamt 15, teilweise mit nur wenigen Tagen Abstand. Im Zusammenspiel mit den durch die höheren Überbauungen deutlich gestiegenen Biogas-Momentanverbräuchen lässt sich bei fast allen Biogasanlagen der Bedarf für zusätzliches Gasspeichervolumen errechnen. Nimmt man die Extremereignisse aus dem Jahr 2024 als Auslegungsmaßstab für die Stillstandzeit, die mindestens eingehalten werden sollte, so ergeben sich selbst bei Anlagen mit ≤ 350 kW schnell erhebliche Gasspeichergrößen. Im Falle von größeren gasdichten Gärproduktbehältern können eigentlich rein baurechtlich genehmigten Anlagen schnell in den Regelungsbereich der 12. BImSchV (Störfallverordnung) kommen. Je größer die Überbauung, desto größer sind die Ansprüche an die Stillstandzeiten, die Biogas-Momentanverbräuche der BHKW und entsprechend größer die Anforderungen an die Gasspeichervolumina. Unter den gegebenen Umständen der Förderaussetzung bei schwach positiven Preisen werden sich bei der überwiegenden Mehrheit der Biogasanlagen diese Ansprüche nicht erfüllen lassen, ohne in den Regelungsbereich der 12. BImSchV zu gelangen. Inwiefern die daraus resultierende hohe Genehmigungshürde für die Betreiber und die hohe zusätzliche Arbeitsbelastung der oberen Immissionsschutzbehörden in Zukunft durch Gesetzesänderungen abgemildert wird, ist aktuell nicht abzusehen. Wie groß hingegen der wirtschaftlich optimale Gasspeicher ist, lässt sich neutral kaum beantworten. Hier gibt es zwar eine Vielzahl an Modellberechnungen von Direktvermarktern und Anlagenbauern, eine unabhängige Überprüfung ist aktuell durch fehlende frei verfügbare Software nicht möglich.

Mit zunehmender Überbauung steigen die Biogas-Momentanverbräuche der BHKW stark an. Entsprechend groß müssen die Kapazitäten zur Gastrocknung und Gasreinigung ausgelegt werden, wenn das Biogas direkt aus Gasdächern über den Fermentations- und Lagerbehältern entnommen werden soll. Da die optimale Gasqualität ein großer Faktor bei der Langlebigkeit der BHKW ist, sind diese Anlagen entsprechend zu dimensionieren und betriebssicher zu gestalten. Im flexiblen Betrieb und der Gasentnahme direkt aus den Behälterdächern ist es eine Herausforderung, die Gaskühlung so zu steuern, dass der Korridor der optimalen Gasfeuchte für die nachgeschalteten Filtereinheiten nicht verlassen wird. Eine andere Herausforderung ist es, die Filtereinheiten in den Stillstandzeiten stets im betriebsbereiten Zustand zu halten. Alternativ kann auf externe Reingasspeicher gesetzt werden. In einem Reingasspeicher wird das Biogas gespeichert nachdem es getrocknet, entschwefelt und gereinigt ist. Entsprechend muss eine Rekontamination und Wiederbefeuchtung verhindert werden, weshalb diese im Regelfall nicht auf den Fermentations- oder Lagerbehältern aufgebaut werden. Durch den Standort neben den Behältern lassen sich,

abhängig von der zur Verfügung stehenden Fläche, sehr große Speichervolumina realisieren. Durch den Betrieb als Reingasspeicher werden die produzierten Biogasmengen mehr oder weniger kontinuierlich dem Speicher zugeführt, wodurch die Gastrocknung und Gasreinigung entsprechend kleiner ausfallen können. Zudem entfallen hier die Risiken, die der diskontinuierliche Betrieb mit sich bringt.

Für die Wärmespeicher gilt im Prinzip das gleiche wie für die Gasspeicher. Mit steigender Stillstandzeit und wachsender Überbauung müssen entsprechende Volumina vorgehalten werden. Aus technischer Sicht fällt bei den benötigten Volumina die Wahl in den meisten Fällen auf einen drucklosen Speicher, der den nötigen Systemdruck durch seine Bauhöhe erzeugt. Zu beachten gilt, dass je nach Wärmekonzept nicht immer die komplette anfallende Wärme kontinuierlich abgegeben werden muss. Sollten größere Wärmemengen diskontinuierlich abgegeben werden können (z. B. an große Industrieverbraucher) oder am Standort auch langfristig nicht genutzt werden können, so kann der Wärmespeicher entsprechend kleiner ausfallen. Andersherum müssen zusätzliche Volumina eingeplant werden, wenn weitere Wärmeerzeuger (z. B. eine Wärmepumpe) ebenfalls den Wärmespeicher nutzen sollen. Grundsätzlich sollten Wärmespeicher mindestens die gleichen Stillstandzeiten ermöglichen wie die vorhandenen oder geplanten Gasspeicher.

3.3 Anforderung an die Technik zur Biogaserzeugung

Der sinkende Maisdeckel erhöht den Druck auf die Anlagenbetreiber (landwirtschaftliche) Reststoffe, Grünlandaufwüchse, Zweit- bzw. Zwischenfrüchte oder Wirtschaftsdünger in größeren Anteilen einzusetzen. Hinzu kommen gerade bei hoch überbauten Anlagen oder Anlagen mit Wärmekonzepten, die eine saisonale Nachfragespitze haben, die Notwendigkeit die Gasproduktionsleistung abhängig von den Strompreisen und/oder von der Wärmenachfrage zu modulieren. Daraus ergibt sich die Anforderung an die Fütterungstechnik, nicht nur größere Mengen an schwerer zu verarbeitenden Stoffen störungsfrei in den Fermenter zu verbringen, sondern auch insgesamt stark wechselnde Substratmengen und Substratzusammenstellungen störungsfrei zu verarbeiten. Die Anforderungen an die Rührtechnik steigen ebenfalls. Durch die grundsätzlich veränderte und zudem wahrscheinlich schwankenden Viskositäten in den Behältern sind auf etlichen Anlagen erhebliche Änderungen nötig. Der größte Wandel in den Anforderungen kommt allerdings auf die Prozesssteuerungen zu. Natürlich können die vorangehenden regelmäßigen Anpassungen der Fütterungsmenge und der Rührzeiten auch von Hand eingegeben werden. Aber mit zunehmender Häufigkeit der Änderungen und bei einer Vielzahl verschiedener Substrate und Substratqualitäten nimmt die Komplexität für den Anwender deutlich zu. Es scheint durchaus erwartbar, dass diese Aufgaben zumindest teilweise von KI-Systemen übernommen werden können. Dazu müssen zum einen entsprechende Schnittstellen in der Prozesssteuerung verfügbar sein und zum anderen auch die eventuell nötige Sensorik entweder bereits vorhanden oder mit nur geringem Aufwand nachrüstbar sein.

4 Wirtschaftliche Konsequenzen für Weiterbetriebsanlagen

Unternehmer, die ihre Biogasanlage, nach 20 Jahren im EEG gefördert, weiterbetreiben möchten, müssen die Konditionen im Ausschreibungsverfahren genauestens berechnen. Die richtige Kalkulation des Gebotspreises ist dabei essenziell. Ist der Preis zu hoch, besteht die Gefahr, dass die Anlage keinen Zuschlag erhält. Ein zu niedriges Gebot dagegen kann dafür sorgen, dass die Anlage nach wenigen Jahren unwirtschaftlich wird, weil die Kosten nicht gedeckt sind. Durch das Biogas-Paket sind zum einen die Ansprüche an die Anlagen und damit die nötigen Investitionen deutlich gestiegen. Zum anderen sind aber auch die Förderlaufzeit der Anschlussförderung und der Flexibilitätszuschlag deutlich gestiegen.

4.1 Investitionskosten ermitteln und dem Flexibilitätszuschlag gegenüberstellen

In diesem ersten Schritt sollten Betreiber die nötigen Investitionen und weitere Kosten ermitteln. Im Endeffekt sollte der Flexibilitätszuschlag möglichst die Investitions- bzw. Nachrüst- oder Umrüstkosten decken. Dabei ist auch die Summe der bereits bezogenen Flexibilitätsprämie zu berücksichtigen. Ergibt sich bei dieser Berechnung ein Überschuss oder ein Defizit, so wird dieses durch die zehn geplanten Betriebsjahre und die geplante jährliche Strommenge geteilt und anschließend in den zweiten Rechenschritt übergeben.

Neben der Investition in die Überbauung der BHKW-Leistung und den dazu nötigen Netzanschluss sollten noch weitere Investitionen berücksichtigt werden:

- Durch die Aussetzung der Förderung bei schwach positiven Börsenstrompreisen steigen die Ansprüche an die Stillstandsfähigkeit. Dazu braucht es ausreichend dimensionierte Wärme- und Gasspeicher.
- Die 44. BImSchV greift beim Parameter NOX ab dem 1. Januar 2029 auch für Bestands-BHKW. Betreiber von BHKW-Anlagen größer 1 MW Feuerungswärmeleistung sollten entsprechende Nachrüst- und Umbaukosten für die Abgasreinigung einkalkulieren.
- Der Maisdeckel verschiebt die Substratauswahl weiter in die Richtung schwieriger zu vergärender Einsatzstoffe. Braucht die Anlage dafür neue Rühr- oder Pumpentechnik oder muss der Feststoffeintrag ertüchtigt werden?
- Sollten einzelne Anlagenteile noch nicht abgeschrieben sein oder noch keine Rücklage für den Rückbau angespart sein, dann müssen diese Kosten ebenfalls in die Berechnung einfließen.
- Anlagen, die erst kurz vor dem Ende ihrer ersten Förderperiode einen Zuschlag erhalten, werden nach aktueller Rechtslage die Umrüst- und Umbauphase teilweise oder gar komplett außerhalb des EEG verbringen müssen. Sollten dabei Kosten für die (Frost-)Sicherung der Anlage oder für die Absicherung von Wärmekonzepten anfallen, so sind diese ebenfalls in Ansatz zu bringen.

Durch die auf zwölf Jahre verlängerte Förderdauer im Weiterbetrieb und den auf 100 €/kW erhöhten Flexibilitätszuschlag verändert sich die Berechnung an diesem Punkt für Weiterbetriebsanlagen grundlegend. Vor dem Biogas-Paket bestand für eine Anlage mit 450 kW Bemessungsleistung, also mindestens 1 MW zu installierender Leistung, bisher die Aussicht auf 650.000 € (65 €/kW in zehn Jahren) Flexibilitätszuschlag im gesamten Förderzeitraum. Natürlich steigt die zu installierende Leistung durch die höheren Anforderungen im Biogas-Paket erheblich auf ca. 1.629 kW (Überbauungsfaktor 3,62) an, aber auch der im Förderzeitraum zu erwartende Flexibilitätszuschlag steigt deutlich auf 1.954.800 € (100 €/kW in zwölf Jahren) an. Hier zeigt sich, dass schon bei der Erfüllung der Mindestanforderungen eine deutlich höhere Deckung der Investitionskosten gegeben ist und mit einiger Wahrscheinlichkeit sogar eine vollständige Deckung der nötigen Investitionskosten eintreten kann. Betrachtet man Projekte mit höheren Überbauungen, so sinken durch die Skaleneffekte im Regelfall die Kosten je installiertem kW, der Flexibilitätszuschlag hingegen bleibt konstant bei 1.200 €/kW über den gesamten Förderzeitraum. Im Gegensatz zur bisherigen Regelung, die durch den knapp bemessenen Flexibilitätszuschlag kaum Anreize zu weiterem Leistungszubau für Weiterbetriebsanlagen bot, ist mit dem Biogas-Paket eine ganz andere Dynamik zu erwarten.

4.2 Die variablen Kosten

Der zweite Schritt für den Unternehmer ist die Ermittlung der variablen Kosten, denn der Gebotswert bzw. der anzulegende Wert sollte diese decken. Diese Berechnung sollte besonders sorgfältig durchgeführt werden, da hier vielfältige Möglichkeiten lauern, wichtige Kostenposten zu unterschätzen. Macht der Unternehmer eine regelmäßige Betriebszweigausswertung, dann liegen die Daten meistens schon in ct/kWh be-

rechnet vor. Es ist aber auch mit geringem Aufwand möglich, die relevanten Posten wie Substrate (mit Ernte, Transport und eventuell Aufbereitung), Lohnunternehmerkosten und eventuell Kosten für die Gärproduktverwertung, Wartungskosten, Arbeitskosten, Stromzukauf und die Allgemeinkosten (Versicherung, Gutachten, Beratung) der letzten drei bis fünf Wirtschaftsjahre aufzusummieren und anschließend durch die eingespeiste Strommenge zu teilen. Ergab sich aus dem in Abschnitt 4.1 beschriebenen Schritt ein Defizit, so muss dieses unbedingt als Kostenposten in diese Berechnung eingefügt werden. Bei großen Investitionen sollte auf jeden Fall eine Kalkulation der Zinsaufwendungen erfolgen und mit eingerechnet werden. Wenn ein größerer Teil der Arbeit durch den Unternehmer oder durch Familienarbeitskräfte erfolgt, empfiehlt es sich, dem tatsächlichen Arbeitsaufwand entsprechende kalkulatorische Kosten anzusetzen. Bezieht die Anlage größere Mengen Eigenstrom aus den eigenen BHKW oder einer betriebseigenen Solar- oder Windenergieanlage, so sollten dafür ebenfalls kalkulatorische Kosten angesetzt werden. Gerade bei Anlagen, die bisher sehr hohe Maisanteile in der Substratmischung gefahren haben, sollte unbedingt eine Nachkalkulation der Substratkosten erfolgen. Je größer die durch den Maisdeckel ausgelöste Veränderung der Substratzusammensetzung ist, desto größer ist die Wahrscheinlichkeit bei ausschließlicher Verwendung historischer Daten die zukünftigen Kosten zu unterschätzen.

Ergab der in Abschnitt 4.1 beschriebene Rechenschritt einen Überschuss, so kann man diesen entweder ganz oder teilweise gegen die Kosten gegenrechnen.

Bei der Höhe der Zuschläge in der Ausschreibung ist durch das mit dem Biogaspaket deutlich größere Ausschreibungsvolumen eine Rückkehr auf ein für viele Anlagen kostendeckendes Niveau zu erwarten. Waren in den bisherigen Ausschreibungen im EEG 2023 die Gebotsmengen um den Faktor 1,77 bis 3,16 größer als die ausgeschriebene Menge, ist bei Ausschreibungen nach den Regelungen des Biogas-Pakets zumindest in den ersten Jahren eine Normalisierung des Verhältnisses von Ausschreibungsmenge und Gebotsmenge zu erwarten. Die große Frage ist vielmehr, wie lange dieser Effekt anhält, da die Ausschreibungsmengen zumindest nach der aktuellen Rechtslage bereits im Jahr 2027 wieder deutlich absinken.

Ein weiterer Punkt, der durchaus für Unsicherheit in diesem Rechenschritt sorgt, ist die Tatsache, dass durch das Biogas-Paket die gesetzlich vorgegebenen Gebotshöchstwerte nicht angepasst wurden. Daher sind die Biogasunternehmer auch weiterhin darauf angewiesen, dass die Bundesnetzagentur, wie bisher, das Höchstgebot durch eine Festlegung nach § 85a Absatz 1 EEG 2023 auf ein entsprechendes Niveau anhebt.

4.3 Die zusätzlichen Erlöse sollten den Gewinn ausmachen

Im dritten Schritt geht es um die Kalkulation der möglichen Gewinne. Die Mehrerlöse an der Strombörse lassen sich im Regelfall nicht vollkommen sicher kalkulieren, die Wärmeerlöse sind hingegen meistens durch längerfristige Verträge fixiert. Wenn die Anlage nur mit starken Einschränkungen flexibel gefahren werden kann und/oder das Wärmekonzept kaum etwas abwirft, dann sollte man das zum Anlass nehmen und einen Gewinnaufschlag in die vorherigen Berechnungen einfließen lassen. Ebenfalls beachtet werden sollte, dass Anlagen > 350 kW, die nur knapp dreifach überbaut sind, und Anlagen ≤ 350 kW, die nur knapp doppelt überbaut sind, im Förderzeitraum durch die vierstufige Absenkung 2.000 BVh an geförderter Strommenge verlieren werden. Höchstflexible Anlagen oder solche mit extrem lukrativen Wärmekonzepten können hingegen eventuell auf einen Teil der Sicherheit des EEG verzichten und diese Erlöse anteilig als Gutschrift in die in Abschnitt 4.2 beschriebene Berechnung einfließen lassen. Aber Achtung: Das Inflationsrisiko ist zuletzt wieder deutlich gestiegen. Das EEG kennt keinen Inflationsausgleich und an der Strombörse bedeuten höhere Kosten für EEG-Anlagen nicht zwangsläufig höhere Mehreinnahmen. Ein zu schmal kalkulierter Gewinn schmilzt da in zwölf Jahren Weiterbetrieb schnell auf ein für den Unternehmer unwirtschaftliches Niveau.

4.4 Besonderheiten der Anlagen ≤ 350 kW

Diese Anlagenklasse wurde eingeführt, um kleinere Biogasanlagen, die im Regelfall nur eine baurechtliche Genehmigung haben, nicht mit zu hohen Flexibilitätsauflagen zu belasten. Durch die höhere geförderte Strommenge von anfangs 16.000 BVh liegt das Mindestmaß der Überbauung bei einem Faktor von 2,19 und steigt über die vier Reduktionsschritte auf ca. 2,50 an. Für die Förderaussetzung bei schwach positiven Börsenstrompreisen als auch beim Maisdeckel gibt es für diese Anlagenklasse keine Ausnahmen, entsprechend bestehen hier die gleichen Anforderungen wie an die größeren Anlagen. Ausgehend von der geringen installierten Leistung sind auch die im Förderzeitraum zu erzielenden Einnahmen aus dem Flexibilitätszuschlag nicht auf einem Niveau, das besonders große Investitionen refinanzieren kann. Das führt zu dem Schluss, dass diese Anlagenklasse nur dann interessant ist, wenn die Biogasanlage die gestellten Anforderungen an BHKW, Gas- und Wärmespeicher sowie die Technik zur Biogasherstellung schon in weiten Teilen einhält. Gerade die Investition in neue BHKW-Technik dürfte hier das zur Verfügung stehende Budget schnell überlasten.

Die geringe Bemessungsleistung von langfristig maximal 139,84 kW zusammen mit den durch die geringe Überbauung begrenzten Mehreinnahmen an der Strombörse führt zu einer deutlich größeren Gewichtung der Wärmeeinnahmen bei der Bestrebung, einen angemessenen Gewinn erzielen zu wollen. Sollten sich profitable Wärmekonzepte nicht realisieren lassen, bleibt einzig, die variablen Kosten und dabei im Speziellen die Substratkosten deutlich unter das Niveau anderer Anlagen zu senken. Entsprechend könnte für einige Anlagen dieser Klasse ein erfolgreiches Konzept in der hauptsächlichen Vergärung (betriebseigener) Wirtschaftsdünger liegen.

5 Fazit

Das Biogas-Paket stellt die Weichen für eine tiefgreifende Umgestaltung des Weiterbetriebs bestehender Biogasanlagen. Die Kombination aus dem Wandel in der Zumessung der förderfähigen Strommenge von der Höchstbemessungsleistung zur Betriebsviertelstunde zusammen mit den verschärften Anforderungen an eine marktkonforme Fahrweise durch die Förderaussetzung bereits bei schwach positiven Börsenstrompreisen von ≤ 2 ct/kWh fordern von den Biogasunternehmen erhebliche technische Anpassungen und in Teilen strategische Neuausrichtungen. Insbesondere der Zwang zur höheren Überbauung, der Ausbau von Gas- und Wärmespeichern sowie die technische Anpassung an die künftige Substratstrategie mit verschärftem Maisdeckel führen zu einem signifikanten Investitionsbedarf. Der erhöhte Flexibilitätszuschlag und die verlängerte Förderdauer können diesen zwar teilweise oder vollständig kompensieren, setzen jedoch voraus, dass die umgebende (technische) Infrastruktur, wie der Netzanschluss und/oder das vorhandene Grundstück, sowie die genehmigungsrechtlichen Anforderungen diese Erweiterungen auch zulassen.

Für kleinere Anlagen ≤ 350 kW bleiben die wirtschaftlichen Spielräume begrenzt. Hier sind stabile Wärmekonzepte oder besonders kosteneffiziente Substratstrategien entscheidend. Die größten Kritikpunkte an dieser Klasse sind zum einen, dass die hohen Anforderungen an die Stillstandzeiten durch die Förderaussetzung bei schwach positiven Strompreisen auch für diese geringer flexibilisierten Anlagen gelten (Fachverband Biogas e.V. 2025). Zum anderen fragen sich viele Betreiber, warum die baurechtlichen Grenzen von 1 MW Feuerungswärmeleistung durch die Grenzsetzung von ≤ 350 kW nicht vollständig ausgenutzt wird. So sind beispielsweise Anlagen mit baurechtlich genehmigten 400 kW, die nicht in den Regelungsbereich des BImSchG wechseln möchten, gezwungen entweder die Leistung auf 350 kW zu sen-

ken oder durch die höhere Überbauungsverpflichtung bei Beibehaltung der installierten Leistung erhebliche Einbußen bei der Bemessungsleistung hinzunehmen.

Insgesamt schaffen die neuen Rahmenbedingungen Chancen insbesondere für Betreiber, die bereit sind, in flexible, systemdienliche und marktorientierte Stromproduktion in Zusammenhang mit auskömmlichen Wärmekonzepten zu investieren. Zusammen mit den Investitionen steigt das betriebliche Risiko deutlich, da mit den neuen Regeln des Biogas-Pakets auch weiterhin nur geringe oder keine gesicherten Gewinne direkt aus dem EEG heraus erzielt werden können. Entsprechend braucht es verlässliche Einnahmen aus den Wärmekonzepten und das Vertrauen in eine langfristig gute Perspektive im Strommarkt um als Unternehmer eine positive Investitionsentscheidung für den Weiterbetrieb zu fällen. Dieses Vertrauen fehlt aktuell insbesondere bei Anlagen mit knapper Dimensionierung und/oder weniger attraktiven Wärmekonzepten. Es fehlt aber auch bei Anlagen, die kurzfristig in den nächsten zwei Jahren oder erst längerfristig in fünf oder mehr Jahren in den Weiterbetrieb wechseln müssen (Fachverband Biogas e.V. 2025). Hier fehlt es an Übergangsregelungen für die Genehmigungs- und Umbauzeiten und vor allem an der langfristigen Perspektive über das Jahr 2027 hinaus.

Literatur

- Bundesnetzagentur, SMARD (2025): Großhandelspreise der gemeinsamen Gebotszone von Deutschland und Luxemburg, Zeitraum: 01.01.2024 bis 31.12.2024, <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten/?downloadAttributes=%7B%22selectedCategory%22:3,%22selectedSubCategory%22:8,%22selectedRegion%22:%22DE-LU%22,%22selectedFileType%22:%22XLSX%22,%22from%22:1704063600000,%22to%22:1735685999999%7D>, Zugriff am 12.08.2025
- Bundesgesetzblatt (2025): Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zur Flexibilisierung von Biogasanlagen und Sicherung der Anschlussförderung. BGBl. Teil I 2025 Nr. 52, 24. Februar 2025
- Deutscher Bundestag (2025): Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Klimaschutz und Energie (24. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf, BT-Drs. 20/14774 vom 29.01.2025. <https://dserver.bundestag.de/btd/20/147/2014774.pdf>, Zugriff am 12.08.2025
- Deutscher Bundestag (2024): Gesetzentwurf der Bundesregierung: Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (Biomassepaket), BT-Drs. 20/14246 vom 17.12.2024. <https://dserver.bundestag.de/btd/20/142/2014246.pdf>, Zugriff am 12.08.2025
- Fachverband Biogas e.V. (2025): Eckpunktepapier für ein Biomassepaket 2.0. Fachverband Biogas e.V., Freising. https://www.biogas.org/fileadmin/redaktion/dokumente/fachthemen/arbeitshilfen-hintergrundinfos-infopapiere/eeg-stromvermarktung/2025/25-05-30_FvB_Eckpunkte_Biomasse-Paket_2.0_kompakt.pdf, Zugriff am 12.08.2025

Technisches Biogaspotenzial – ein neuer Bewertungsansatz

THOMAS J. VENUS, MATTHIAS STEINDL, KONRAD KOCH, MATHIAS EFFENBERGER

1 Einleitung

Die Einspeisung von Biomethan ins Energiesystem gewinnt vor dem Hintergrund von Klimaschutz und Versorgungssicherheit weiter an Bedeutung. Die EU verfolgt im REPowerEU-Plan ehrgeizige Ziele, die Biomethanproduktion von 20,4 Mrd. m³ (2021) auf 35 Mrd. m³ bis 2030 zu steigern. Dabei wird ein Fokus auf Reststoffe wie Gülle, Mist und Ernte-Nebenprodukte als nachhaltige Substratquellen gelegt. Biogaspotenzialanalysen liefern hierfür wichtige Entscheidungsgrundlagen, da die Nutzung erneuerbarer Energien (inkl. Biogas) primär von den verfügbaren Ressourcen abhängt (Resch et al. 2008). Bisherige Studien zum Biogaspotenzial unterscheiden sich jedoch teils stark in ihren Methoden und räumlichen Auflösungen (Tjutju et al. 2024). Viele ältere Analysen beruhten auf aggregierten Annahmen und klammerten regionale Besonderheiten und Nutzungskonkurrenzen aus (Monforti et al. 2013, Brosowski et al. 2016). Zudem wurden in Deutschland und Europa häufig nur einzelne Biomassefraktionen – etwa Gülle oder Stroh – separat betrachtet, ohne eine umfassende Bilanzierung aller konkurrierenden Nutzungen.

Vor diesem Hintergrund wird in diesem Beitrag ein neuer methodischer Ansatz für die Bestimmung des technischen Biogaspotenzials vorgeschlagen. Dieser Ansatz zeichnet sich durch eine kleinräumige Betrachtung und die explizite Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenzen aus. Insbesondere wird erstmals die gesamte landwirtschaftliche Biomasseproduktion und -verwendung systematisch bilanziert, um ungenutzte Potenziale zu identifizieren. Im Folgenden werden die methodischen Neuerungen dieses Ansatzes erläutert und zentrale Ergebnisse einer Fallstudie für Bayern vorgestellt. Dabei liegt der Fokus auf der Klassifikation und Bilanzierung der Biomassen, der räumlichen Differenzierung sowie einer Sensitivitätsanalyse. Abschließend wird auf die Übertragbarkeit und mögliche Anwendungen in Politik und Planung eingegangen.

2 Methodischer Ansatz

2.1 Klassifikation und Bilanzierung der Biomassen

Ein zentrales Element des hier vorgestellten Bilanzierungsansatzes ist die Unterteilung der landwirtschaftlichen Biomassen in drei Kategorien entsprechend ihrer Verwendungskonkurrenz (Tab. 1). Die Unterteilung bewirkt, dass nur solche Biomassen für die Bestimmung des technischen Potenzials herangezogen werden, die nicht für höherwertige Nutzungen benötigt werden.

Nicht konkurrierende Biomasse (NCB), insbesondere Gülle und Mist aus der Tierhaltung sowie bestimmte pflanzliche Nebenprodukte, wird als vollständig für die Biogasnutzung verfügbar eingestuft. Mit der Viehhaltung konkurrierende Biomasse (LCB), etwa Getreidestroh, Klee gras oder der Aufwuchs von Dauergrünland, wird nur insoweit berücksichtigt, wie sie über den Bedarf der Tierhaltung hinaus als Überschuss verfügbar ist. Mit der Nahrungs- und Futtermittelerzeugung konkurrierende Biomasse (FCB) – dazu zählen etwa Silomais, Körnermais oder Zuckerrüben – wird im Rahmen des Basisszenarios nicht zusätzlich zur bestehenden Nutzung in Biogasanlagen berücksichtigt, um wachsende Nutzungskonflikte zu vermeiden.

Allerdings können sich diese Potenziale perspektivisch verändern, wenn sich beispielsweise mit weiterhin abnehmenden Tierzahlen künftig weniger Futtermittelbedarf ergibt. In solchen Fällen könnte auch bislang konkurrenzbehaftete FCB für die Biogaserzeugung verfügbar werden. Ob und in welchem Umfang diese Potenziale erschlossen werden sollen, ist jedoch keine rein technische, sondern eine normative und politische Entscheidungsfrage.

Tab. 1: Klassifikation landwirtschaftlicher Biomassen für die Biogaserzeugung (angelehnt an Steindl et al. 2025)

Kategorie	Beschreibung	Beispiele
NCB – nicht konkurrierende Biomasse	Biomasse ohne anderweitige Nutzung	Gülle, Mist, Rapsstroh, Sonnenblumenstroh, Hopfenreste
LCB – mit der Viehhaltung konkurrierende Biomasse	Biogaserzeugung konkurriert mit Nutzung als Futtermittel oder Einstreumaterial	Getreidestroh, Gras von Dauergrünland
FCB – mit der Nahrungs- und Futtermittelerzeugung konkurrierende Biomasse	Biogaserzeugung konkurriert mit Nutzung in der Tierhaltung und/oder Nahrungsmittelerzeugung	Silomais, Getreidekorn (inkl. GPS), Körnerleguminosen, Zuckerrüben

Ausgehend von dieser Klassifikation werden das Aufkommen und der Verbrauch der verschiedenen Biomassen auf einer möglichst kleinräumigen Ebene (z. B. Gemeinde) bilanziert. In der Fallstudie wurden umfangreiche Datensätze zur Flächennutzung, zu Erträgen (inkl. Nebenprodukt- bzw. Erntefaktoren) sowie zu Tierbeständen und Fütterung herangezogen. Die Biomasseproduktion wird getrennt nach pflanzlicher und tierischer Erzeugung ermittelt. Für jede Gemeinde (insgesamt 2.229 Gemeinden in Bayern) wurde die erzeugte Menge an Ernteprodukten und -nebenprodukten berechnet, basierend auf den Anbauflächen von 58 Kulturen (inklusive Getreide, Mais, Grünland) sowie standardisierten Ertragsfaktoren (z. B. Korn-ertrag, Stroh-Ertrag-Verhältnis, Ernteverluste). Gleichzeitig wurde die tierische Biomasseproduktion (Mist und Gülle, 25 Tierarten) aus den Tierbeständen und Haltungsformen (Anteil Stallhaltung, Einstreumengen usw.) abgeleitet.

Parallel zur Biomasseproduktion wurde der Biomasseverbrauch erfasst: Zunächst der Bedarf der Tierhaltung an Futtermitteln (z. B. Maissilage, Getreide) und Einstreu (Stroh) pro Gemeinde. Hierbei wird angenommen, dass in jeder Gemeinde vorrangig das dort produzierte Futter genutzt wird, Defizite werden durch Importe aus anderen Gemeinden gedeckt, Überschüsse werden exportiert. So wird sichergestellt, dass zuerst die Nachfrage der Tierhaltung vollständig gedeckt wird, bevor Überschüsse einer energetischen Nutzung zugeführt werden. Zweitens wurde der aktuelle Verbrauch an Biomasse in bestehenden Biogasanlagen bilanziert. Dies erfolgte indirekt aus den Anlagendaten (Strom- bzw. Gasproduktion) und den jeweiligen mittleren Methanausbeuten der eingesetzten Substrate. Biogasanlagen wurden dabei nach drei Typen differenziert (gülledominiert, NawaRo-dominiert, Biomethaneinspeisung) und in ihrer Substratzusammensetzung regionaltypisch charakterisiert.

Auf Basis von Produktion und Verbrauch je Biomasseart wird schließlich für jede Gemeinde eine Biomassebilanz erstellt. Das technische Biomassepotenzial für Biogas in einer Gemeinde wird je Biomassetyp unterschiedlich berechnet:

- Für NCB (z. B. Gülle, Mist) wird jeder technisch nutzbare Anteil als potenziell verfügbar angenommen, da keine Nutzungskonkurrenz besteht. Eine wichtige Nebenbedingung für die Nutzung von Erntenebenprodukten ist die Rückführung der Gärreste auf die Ursprungsflächen, um die Humusproduktion aufrechtzuerhalten.

- Für LCB (Futtermittel, Einstreu) wird nur ein eventueller Überschuss nach vollständiger Deckung des Viehbedarfs angesetzt. Gemeinden mit geringem Viehbestand können so zu Exporteuren werden. Gemeinden mit negativem Saldo sind hingegen Importeure und haben kein LCB-Potenzial.
- Für FCB (z. B. Maissilage, Marktfrüchte) wird – entsprechend der genannten Randbedingung – maximal die derzeit schon in Biogasanlagen genutzte Menge berücksichtigt. Es wird also kein zusätzliches Getreide o. Ä. für Biogas veranschlagt, um Konkurrenzen zur Lebensmittelproduktion nicht zu verstärken. Technische, strukturelle und nachhaltigkeitsbedingte Beschränkungen, z. B. Tierhaltungsformen, Erntefaktoren bei Stroh, Flächenstilllegungen oder rechtliche Vorgaben, fließen bereits in die Datengrundlagen bzw. Annahmen ein.

Die beschriebenen Bilanzierungsschritte werden für alle Gemeinden durchgeführt und ergeben aggregiert das technische Biogaspotenzial der Region: Das ist in der vorgestellten Fallstudie die Landesfläche Bayerns.

2.2 Sensitivitätsanalyse

Zur Abbildung von Unsicherheiten in den Eingangsdaten wurde zusätzlich eine Monte-Carlo-Simulation (MC) mit 10.000 Durchläufen durchgeführt. Dabei wurden für zahlreiche Parameter Wahrscheinlichkeitsverteilungen hinterlegt und basierend auf diesen für jeden Durchlauf der MC zufällige Parameterwerte realisiert. Aus den Simulationsergebnissen ergaben sich Konfidenzintervalle für das berechnete Potenzial (Ermittlung des erwarteten Werts und der Standardabweichung). Hierbei wurden Schlüsselvariablen, die zum Teil auch politisch beeinflussbar sind – v. a. Ackerfläche und Tierbestände – schrittweise reduziert. Gleichzeitig wurde simuliert, dass Biomasse, die aufgrund des Rückgangs der Tierhaltung nicht mehr benötigt wird, entweder für die Biogasproduktion verfügbar ist oder nicht. Die Effekte dieser Variationen auf das technische Methanpotenzial wurden mittels Regressionsanalyse quantifiziert. Konkret wurde geschätzt, wie stark sich das Potenzial in Mio. m³ ändert, wenn z. B. die Ackerfläche um 1 % verringert, oder die Stallhaltungsquote um 1 % reduziert wird unter sonst gleichen Bedingungen.

3 Ergebnisse

Für das Basisjahr 2022 wurde ein technisches Methanpotenzial von ca. 3,03 Mrd. m³ für Bayern berechnet (Abb. 1). Zum Vergleich: Die tatsächliche Biogaserzeugung (2021) lag bei etwa 1,69 Mrd. m³ Methan, was rund 56 % des technischen Potenzials entspricht. Mit anderen Worten blieb knapp die Hälfte des technischen Potenzials bislang ungenutzt ($\approx 1,34$ Mrd. m³ jährlich).

Dieses ungenutzte technische Potenzial entspricht etwa 12 % des aktuellen Erdgasverbrauchs Bayerns. Die heutige Biogasproduktion stützt sich noch überwiegend auf gezielt angebaute nachwachsende Rohstoffe/Energiepflanzen (FCB, v. a. Silomais und Getreideganzpflanzen), während große Mengen an Gülle, Mist und Ernteresten energetisch kaum genutzt werden: ca. 80 % der Biogasenergie stammen aus Ackerfrüchten, nur ≈ 20 % aus Reststoffen (NCB, v. a. Wirtschaftsdünger). Im technisch erschließbaren Potenzial sind hingegen Wirtschaftsdünger und Nebenprodukte für zusammen rund die Hälfte des Methanpotenzials verantwortlich. Hervorzuheben ist, dass Ernte-Nebenprodukte (z. B. Stroh, Rübenblätter) etwa 15–19 % zum technischen Potenzial beitragen, ihre aktuelle Nutzung aber vernachlässigbar ist. In diesem Bereich besteht ein erhebliches Steigerungspotenzial. Dauergrünland-Aufwüchse tragen mit etwa 7 % zum Potenzial bei (ähnlich ihrem aktuellen Anteil an der Biogasnutzung) und könnten bei verstärkter Nutzung in Zukunft einen doppelt so hohen Beitrag liefern.

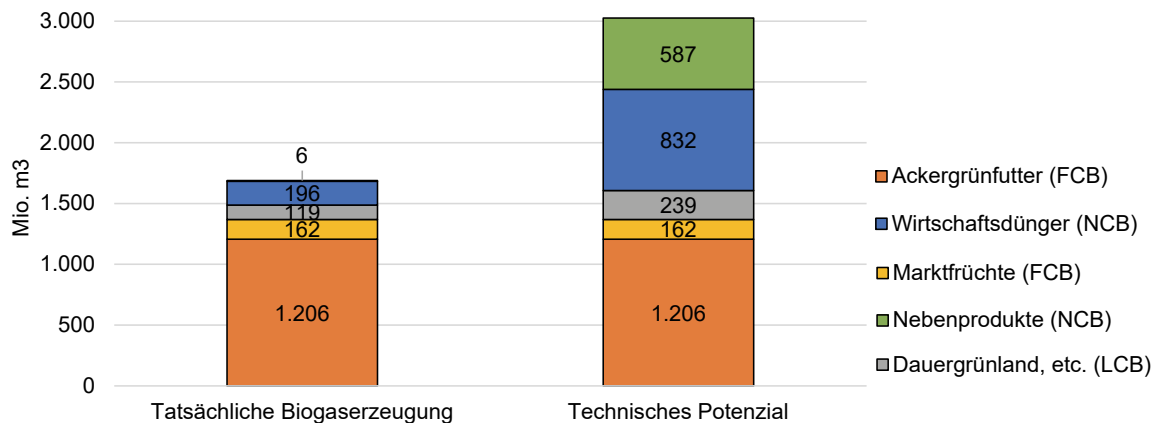


Abb. 1: Jährliches technisches Methanpotenzial aus Biogas und aktuelle Biogaserzeugung differenziert nach Biomassetypen (© LfL)

Das technische Biogaspotenzial verteilt sich gleichmäßig über die Fläche Bayerns. Generell weisen landwirtschaftlich geprägte Regionen mit intensiver Viehhaltung und Ackerbau die höchsten ungenutzten Potenziale auf. In Regionen mit spezialisierten Futterbaubetrieben (Überschuss an Klee gras, Gras etc.) ergeben sich ebenfalls nennenswerte Potenziale, da hier nach Deckung des örtlichen Viehbedarfs viel LCB-Biomasse übrig bleibt. Insgesamt entfallen $\approx 75\%$ des ungenutzten Potenzials auf die Summe der Landkreise in den klassischen Grünland- und Mischgebieten (v. a. in Ober- und Niederbayern sowie Schwaben). Dies bedeutet aus Planungssicht, dass zahlreiche mittelgroße Anlagen über das Land verteilt einen größeren Beitrag leisten können, während die Errichtung einiger weniger Großanlagen in „Hotspots“ aufgrund der breiten Streuung weniger sinnvoll erscheint.

Die Regressionsanalyse auf Basis einer Monte-Carlo-Simulation zeigt, welche politischen und strukturellen Veränderungen das technische Biogaspotenzial maßgeblich beeinflussen. Besonders deutlich ist der negative Einfluss einer Reduktion der landwirtschaftlich genutzten Fläche: Je Prozentpunkt Rückgang verringert sich das technische Methanpotenzial um rund 47,4 Mio. m³. Auch ein Rückgang der Tierbestände führt ohne Nutzung der freiwerdenden NCB-Biomasse zu einem Verlust von etwa 8,2 Mio. m³ Methan je Prozentpunkt weniger Nutztiere. Wird jedoch die dadurch freiwerdende Biomasse (inkl. Silomais) für die Biogaserzeugung genutzt, kehrt sich der Effekt deutlich ins Positive: Der Nettozuwachs beträgt in diesem Fall rund 26,6 Mio. m³ je Prozentpunkt Tierbestandsrückgang. Die Interaktionseffekte im Modell zeigen somit, dass der Zugang zu bislang ungenutzter Biomasse aus der Tierhaltung entscheidend dafür ist, ob ein Rückgang der Tierzahlen zu einer Minderung oder Steigerung des Biogaspotenzials führt. Witterungsbedingte Ernteaussfälle, etwa durch Dürre, können das technische Potenzial hingegen sogar erhöhen: Wird ein zusätzliches Prozent der Ackerkulturen als Ganzpflanzensilage vorzeitig geerntet, steigt das Potenzial um rund 50,8 Mio. m³ Methan. Insgesamt macht die Analyse deutlich, dass das technische Biogaspotenzial nicht nur durch den Umfang der verfügbaren Biomasse bestimmt wird, sondern entscheidend davon abhängt, ob politische Rahmenbedingungen und betriebliche Entscheidungen die Nutzung bislang wenig genutzter Ressourcen begünstigen.

4 Diskussion und Schlussfolgerung

Der vorgestellte Bilanzierungsansatz unterscheidet sich wesentlich von bisherigen Potenzialstudien auf nationaler und europäischer Ebene. Neu ist vor allem die explizite Berücksichtigung der Nutzungskonkurrenzen: Frühere Analysen gingen häufig vereinfachend davon aus, dass z.B. sämtliches Stroh oder die gesamte anfallende Gülle vollständig oder pauschale Anteile davon technisch verfügbar seien, ohne die bestehenden Futter- oder Einstreubedarfe gegenzurechnen (Brosowski et al. 2016, Meyer et al. 2018). Hier wird hingegen ein integriertes Bilanzmodell genutzt, das gleichzeitig die Biomasseproduktion und -verwendung bilanziert. Dadurch kann das ungenutzte Potenzial präzise abgegrenzt werden, also jener Anteil, der unter den aktuellen Rahmenbedingungen zusätzlich technisch verfügbar ist. Dieser neue Indikator ist für Praxis und Planung sehr hilfreich, weil er aufzeigt, wo konkret Ressourcen brachliegen. Eine weitere Neuerung ist die hohe räumliche Auflösung (Gemeinden) und Detailtiefe (58 Kulturen, 25 Tierarten, 44 Biomassetypen). Dadurch können regionale Besonderheiten – etwa die Konzentration von Vieh in bestimmten Gebieten oder die Verfügbarkeit von Koppelprodukten – realitätsnäher erfasst werden als in räumlich groben Ansätzen. Lediglich wenige Studien in Europa erreichten eine vergleichbare Granularität (z.B. eine Gemeindestudie in Österreich oder Großbritannien; Scarlet et al. (2018) betrachteten Gülledaten in einer 1×1-km-Auflösung). Die hier präsentierte Methode integriert zudem die aktuelle Biogasnutzung als Baseline, wodurch deutlich wird, welcher Teil des Potenzials bereits ausgeschöpft ist – ein Aspekt, der in klassischen Potenzialabschätzungen oft fehlt.

Ein häufig diskutierter Punkt bei Potenzialstudien ist, ob durch die verstärkte Entnahme von Stroh und anderen Ernterückständen die Humusproduktion und somit die Bodenfruchtbarkeit beeinträchtigt werden. Diesbezüglich sehen die Autoren die Nutzung von Ernte-Nebenprodukten für Biogas grundsätzlich als unproblematisch an, wenn bestimmte Bedingungen eingehalten werden. Entscheidend ist, dass die betreffenden Ackerflächen gemäß guter fachlicher Praxis bewirtschaftet werden und eine ausgeglichene Humusbilanz vorliegt. Dazu gehört insbesondere, dass die Gärreste aus der Biogasanlage wieder auf die Ursprungsflächen zurückgeführt werden. Im Biogasprozess wird nur der leicht abbaubare Anteil der organischen Substanz in Gas umgewandelt – vor allem das, was bei Verbleib am Feld ohnehin innerhalb weniger Monate zu CO₂ veratmet würde. Nur ein Teil der Biomasse verbleibt als stabiler Kohlenstoff im Gärrest. Studien zeigen, dass die Humusgehalte langfristig ähnlich bleiben, egal ob das Stroh auf dem Feld verbleibt oder vergoren und als Gärrest zurückgeführt wird.

Der hier vorgestellte Ansatz ist übertragbar auf andere Regionen, sofern entsprechende Agrardaten vorliegen. Auf politischer und planerischer Ebene können die Ergebnisse als Entscheidungshilfe dienen – etwa für die Standortplanung von Biogas- und Biomethananlagen oder die Bewertung von Maßnahmen (z.B. Förderprogrammen für die Strohnutzung). Nicht zuletzt liefert die Studie ein positives Signal: Durch kluge Nutzung vorhandener Ressourcen (Gülle, Mist, Erntereste) lässt sich ein bedeutender Beitrag zur erneuerbaren Energiebereitstellung leisten, ohne zusätzliche Konkurrenz zur Lebensmittelproduktion zu erzeugen.

Literatur

- Brosowski, A.; Thrän, D.; Mantau, U.; Mahro, B.; Erdmann, G.; Adler, P.; Stinner, W.; Reinhold, G.; Hering, T. (2016): A review of biomass potential and current utilisation – Status quo for 93 biogenic wastes and residues in Germany. *Biomass and Bioenergy* 95, pp. 257–272
- Meyer, A.; Meyer, B.; Schepanski, K.; Rösemann, C.; Osterburg, B. (2018): Abschätzung des technischen Biomassepotenzials zur Biogaserzeugung aus Wirtschaftsdüngern und landwirtschaftlichen Reststoffen in Deutschland. *Landbauforschung* 68(1), S. 1–12
- Monforti, F.; Bódis, K.; Scarlat, N.; Dallemand, J.-F. (2013): The possible contribution of agricultural crop residues to renewable energy targets in Europe: A spatially explicit study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 19, pp. 666–677
- Mesch, G.; Held, A.; Faber, T.; Panzer, C.; Toro, F.; Haas, R. (2008): Potentials and prospects for renewable energies at global scale. *Energy Policy* 36(11), pp. 4048–4056
- Scarlat, N.; Martinov, M.; Dallemand, J.-F. (2010): Assessment of the availability of agricultural crop residues in the European Union: Potential and limitations for bioenergy use. *Waste Management* 30(10), pp. 1889–1897
- Steindl, M.; Venus, T. J.; Koch, K. (2025): A new conceptual framework for assessing the technical biogas potential: A case study from Germany. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 216, 115645
- Tjutju, R.; Gao, S.; Dinh, K. N.; Nguyen, M. T.; Tay, J. H. (2024): Advances in biogas potential estimation methods: A critical review of models, assumptions and spatial applications. *Renewable Energy Reviews* 182, 113154

Danksagung

Wir danken dem Bayerischen Landesamt für Umwelt (Förderkennzeichen OelB-0270-102515/2022) für die finanzielle Unterstützung. Zudem bedanken wir uns für die Bereitstellung von Daten durch die dena, Dr. Benedikt Hülsemann (Universität Hohenheim), das Bayerische Landesamt für Statistik (LfStat) und die OmniCert Umweltgutachter GmbH.

Substrataufbereitung durch mechanische Systeme – Einfluss auf Abbaukinetik und Flexibilisierung

HANS OECHSNER, BENEDIKT HÜLSEMANN, RENÉ HELLER

1 Einleitung

In den vergangenen 20 Jahren spielten Energiepflanzen für die Erzeugung von Biogas eine wesentliche Rolle. Inzwischen wurde entschieden, den Anteil an leicht abbaubarer Maissilage im Rahmen der Ausschreibungen für die Biogaserzeugung kontinuierlich zu reduzieren. Damit soll eine verbesserte Diversität auf den Anbauflächen erreicht werden und es sollen neue, bisher wirtschaftlich weniger interessante Substrate für die Biogaserzeugung attraktiver werden. Der sogenannte Maisdeckel liegt für 2025 bei 35 % und wird weiter sinken (2026: 30 %). Dies hat zur Folge, dass faserhaltige und damit im Biogasprozess schwerer abbaubare Pflanzen, wie z. B. Durchwachsene Silphie, zunehmend für die Biogasproduktion herangezogen werden. Auch Nebenprodukte der Marktflechterzeugung (Getreidestroh, Maisstroh), Landschaftspflegegras und strohhaltige Wirtschaftsdünger (Pferdemist, Tiefstreumist) werden an Bedeutung gewinnen. Nachteil dieser Substrate ist deren hoher Gehalt an biologisch schwer abbaubaren Fasern und die schlechte Zugänglichkeit an Nährstoffe für die im Biogasprozess aktiven Mikroorganismen durch die Ausbildung von Lignozellulosekomplexen im Stützgewebe der Pflanzen. Diese Substratbestandteile verursachen zudem verfahrenstechnische Störungen im Fermenter durch die Entstehung von Schwimmschichten, erschwerte Pumpbarkeit und die langsame Abbaubarkeit. Biogasanlagen sind inzwischen eine wichtige Quelle für erneuerbaren Strom. Der große Vorteil von Biogas ist, dass es flexibel erzeugt werden kann und somit die fluktuierenden Quellen Wind und Sonne gut ergänzt. Neben der Speicherung gewinnt auch die flexible Erzeugung von Biogas zunehmend an Bedeutung und trägt wesentlich zur Verbesserung der Gesamtflexibilität bei. Dies erfordert allerdings schnell abbaubare Substrate. In einem von der FNR geförderten Forschungsprojekt wurde geprüft, wie der Biogasertrag durch eine mechanische Substrataufbereitung verändert wird und welchen Einfluss eine mechanische Vorbehandlung auf die Abbaukinetik des Substrates hat. Hierzu wurden Laborversuche, im Wesentlichen aber umfangreiche Praxisversuche zur Vorbehandlung von Pferdemist, Landschaftspflegegras und Stroh mithilfe einer neu entwickelten Kugelmühle an der Forschungsbiogasanlage der Universität Hohenheim durchgeführt.

2 Aufbereitung von Pferdemist mit Querstromzerspaner und Kugelmühle

Das Halten von Pferden ist in Deutschland vor allem im Umfeld von Städten weit verbreitet. Es werden in Statistiken Zahlen von mehr als 1,25 Mio. Pferde in Deutschland genannt mit einem Mistanfall von 10 bis 14 t pro Pferd und Jahr. Selbst bei Verwendung von nur 50 % des anfallenden Pferdemistes für die Biogasanlage, können damit 7,8 Mio t Maissilage eingespart werden. Das entspricht einer Anbaufläche von etwa 156.000 ha (Mönch-Tegeder et al. 2014). Dies zeigt das große Potenzial der Verwendung von Pferdemist. Ein großer Vorteil ist, dass Pferdemist ein kontinuierlich in großen Mengen anfallender Reststoff ist, der bisher fast ausschließlich als Dünger verwendet wird. Die Verwendung in einer Biogasanlage kann einen deutlichen Mehrwert darstellen und die Qualität der Düngung mit Pferdemist verbessern.

Bei einer Praxisuntersuchung setzten Mönch-Tegeder et al. (2014) erfolgreich einen Querstromzerspanner zur Aufbereitung von Pferdemist ein. Es konnte dabei belegt werden, dass die mechanische Aufbereitung der Faserbestandteile aus dem Stroh zu einem Methanmehrertrag von 24 bis 30 % führt.

In dem kürzlich von der FNR geförderten Forschungsprojekt FlexCrash wurde der Prototyp einer neu entwickelten Kugelmühle in eine Fermenterlinie der Forschungsbiogasanlage eingebaut. Die Kugelmühle wurde von der Firma Biokraft (Hanel 2010) entwickelt. Es handelt sich um eine Trommel mit einem Durchmesser von etwa 2 m und einer Länge von 3 m. Die Trommel ist mit ca. 1.200 Stahlkugeln gefüllt, von denen jede etwa 2,1 kg wiegt. Die Kugeln werden bei Rotation der Trommel von Mitnehmern nach oben gehoben und fallen dann wieder nach unten, wodurch deren kinetische Energie das zwischen den Kugeln liegende Substrat quetscht und zerkleinert. Das unbehandelte Substrat wird vom Wiegemischbehälter über eine Zuführschnecke in die rotierende Trommel eingegeben. Bei den Versuchen mit Pferdemistgemisch hat sich eine Drehzahl von 8 min^{-1} bei einem Gutdurchsatz von 1,5 bis 4 t/h bewährt. Das aufbereitete Substrat verlässt die Kugelmühle über eine Austragsscheibe, die mit Schlitzfenstern versehen ist, durch die nur zerkleinertes Substrat hindurchfallen kann. Das aufbereitete Substrat wird danach direkt in den Fermenter gefördert. In Abbildung 1 ist die Kugelmühle dargestellt.



Abb. 1: Kugelmühle der Fa. Biokraft an der Versuchsstation Unterer Lindenhof, rechts mit Einhausung (© R. Heller, Fa. Biokraft)

Die Kugelmühle kann im Intervall so betrieben werden, dass über den Tag verteilt mehrere Fütterungen möglich sind. Sie kann aber auch bei flexiblem Betrieb der Biogasanlage in beliebigen Intervallen eingesetzt werden. Die Kugelmühle verursacht aufgrund der aufeinanderschlagenden Metallkugeln einen gewissen Lärm. Durch Einhausen der Kugelmühle und einem ausreichenden Substratfüllstand in der Trommel kann dieser allerdings minimiert werden.

Die Aufbereitung des Substrates erfordert Energie für den Betrieb der Kugelmühle. Bei den Messungen zeigte sich ein Stromverbrauch von durchschnittlich $6 \text{ kWh/t}_{\text{FM}} \text{ Substrat}$.

Da die Forschungsbiogasanlage der Universität Hohenheim mit zwei identischen, völlig voneinander getrennten und mit Messtechnik versehenen Fermenterlinien ausgestattet ist, konnte die Kugelmühle an einer der Fermenterlinien eingebaut werden. Während die zweite Fermenterlinie die Kontrollvariante mit unbehandeltem Substrat darstellt. Die Fütterung der beiden Linien war ansonsten gleich (4.800 kg Feststoff je Fermenter und Tag; 4.000 kg Flüssigmist je Fermenter und Tag). Während der Versuchsphase wurden die Fermenter mit 44 % Flüssigmist beschickt, 12 % Maissilage und 16 % Grassilage. Hinzu kamen 28 % Wirtschaftsdünger (12 % Pferdemist, 1 % Stroh und 15 % Rinderfestmist). Die Inputmengen wurden identisch gehalten und 12-mal pro Tag gefüttert. Die Menge an gebildetem Biogas jedes Fermenters und dessen Zusammensetzung wurde kontinuierlich gemessen. Die 5-monatigen Untersuchungen zeigten deutlich Effekte der Aufbereitung (Abb. 2). Fermenter 1, der mit aufbereitetem Substrat beschickt wurde, lieferte mit durchschnittlich $313 \text{ L}_{\text{CH}_4}/\text{kg}_{\text{OTS}}$ um 36 % höheren Methanertrag als der Fermenter 2

($218 \text{ L}_{\text{CH}_4}/\text{kg}_{\text{OTS}}$), der ohne Substrataufbereitung beschickt wurde. Auch bei der optischen Beurteilung konnten klare Unterschiede beobachtet werden. Während Fermenter 1 keinerlei Schwimmschicht erkennen ließ, war bei Fermenter 2 eine mächtige Schwimmschicht entstanden, die auch zu Problemen bei der Homogenisierung führte.

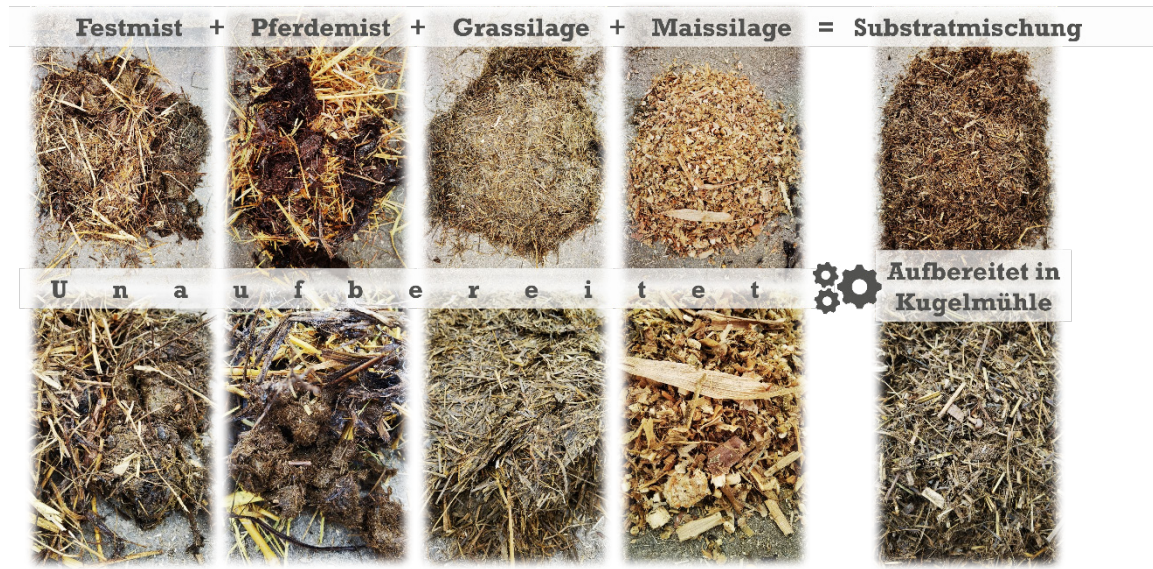


Abb. 2: Substratgemisch in unbehandeltem Zustand und nach Aufbereitung in der Kugelmühle (© R. Heller)

3 Aufbereitung von Pferdemist und Gemisch mit der Kugelmühle zur flexiblen Erzeugung von Biogas

Im Forschungsprojekt mit der Kugelmühle wurde außerdem untersucht, inwieweit die Abbaubarkeit des Substrates und die Kinetik der Gasbildung durch die Aufbereitung beeinflusst werden können. Hierzu wurden die beiden Fermenter über eine Versuchsdauer von 2 Monaten nur einmal täglich mit 4.800 kg Feststoff und 4.000 kg Gülle je Fermenter und Tag gefüttert. Die Feststofffraktion wurde in Fermenter 1 mittels Kugelmühle aufbereitet und in Fermenter 2 erfolgte wiederum keine Aufbereitung. Vor Beginn dieses Versuches wurden die Inhalte beider Fermenter vollständig miteinander vermischt, um erneut gleiche Ausgangsbedingungen für beide Varianten zu erhalten.

Auch in dieser Versuchsphase zeigte Fermenter 1, der mit aufbereitetem Substratgemisch gefüttert wurde, eine höhere Methanausbeute als Fermenter 2 mit dem unaufbereiteten Substrat. Bei Fermenter 2 wurden durchschnittlich $216 \text{ L}_{\text{CH}_4}/\text{kg}_{\text{OTS}}$ erzielt, bei Fermenter 1 waren es $312 \text{ L}_{\text{CH}_4}/\text{kg}_{\text{OTS}}$ und damit ein um 37 % höherer Ertrag. Außerdem konnte bei der aufbereiteten Variante ein klarer Einfluss auf die Abbaukinetik nachgewiesen werden. Während bei Fermenter 2 eine durchschnittliche Methanbildung von ca. $13 \text{ m}^3/\text{h}$ ohne wesentliche Schwankungen auftrat, schwankte die Methanbildung bei der aufbereiteten Variante über den Tag verteilt zwischen 15 und $35 \text{ m}^3/\text{h}$. Diese Schwankung verlief weitgehend regelmäßig, sodass jeweils etwa 4 Stunden nach Fütterung die maximale Biogasbildung eintrat. Dieses sank nach weiteren 5 Stunden wieder deutlich ab. Damit konnte belegt werden, dass das aufbereitete Substrat trotz des hohen Anteils an Pferde- und Festmist für einen gezielten, flexiblen Betrieb der Biogasanlage genutzt

werden kann. In weiteren Versuchen konnte gezeigt werden, dass das aufbereitete Substratgemisch eine Abbaukinetik zeigt, die der von Maissilage sehr ähnlich ist. Abbildung 3 zeigt einen einwöchigen Ausschnitt des Versuches.

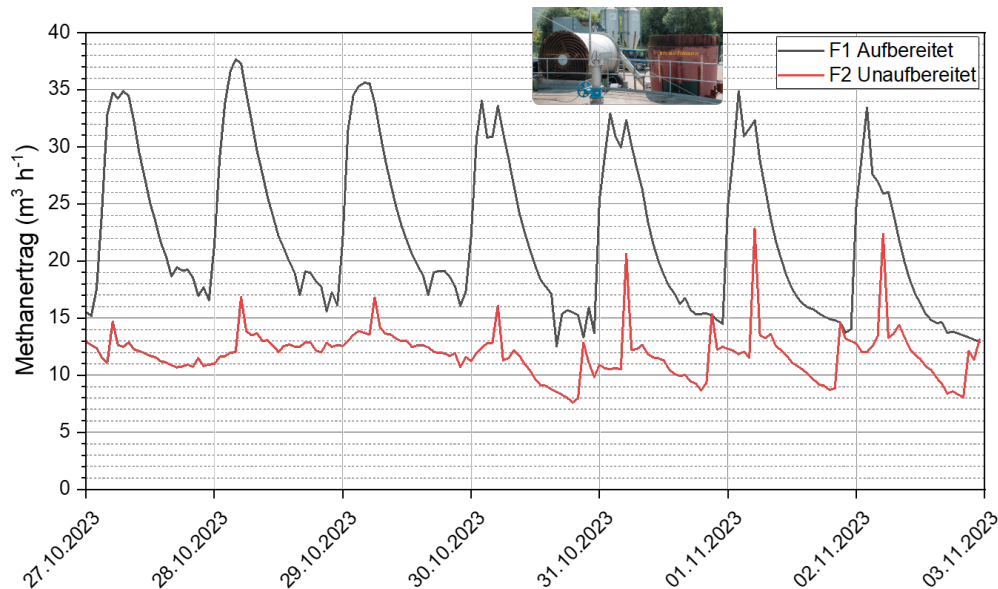


Abb. 3: Die Kinetik der Methanbildung von unbehandeltem und mit einer Kugelmühle aufbereitetem Substratgemisch zeigt deutliche Unterschiede (© R. Heller)

4 Fazit

In umfangreichen Versuchen zur Aufbereitung von Pferdemist und anderen lignozellulosehaltigen Gärsubstraten konnte sowohl im Labormaßstab als auch im Praxismaßstab an der Forschungsbiogasanlage der Universität Hohenheim gezeigt werden, dass die Aufbereitung eine erhebliche Steigerung des Methanertrages um bis zu 37 % liefert. Die Aufbereitung hat außerdem einen klaren Einfluss auf die Abbaukinetik des Substrates. Ein Gemisch aus Festmist (hoher Pferdemistanteil) und Silage zeigte nach der Aufbereitung ein Abbauverhalten, das der reinen Maissilagevergärung gleichkommt. Damit kann auch lignozellulosehaltiges Substrat für flexibel betriebene Biogasfermenter als Gärsubstrat verwendet werden.

Das aufbereitete Substrat muss allerdings, wie hier im Praxiseinsatz gezeigt, direkt in den Fermenter eingetragen werden, da aufgrund der Vergrößerung der Oberfläche bei Lagerung unter aeroben Bedingungen die organische Substanz schnell von aeroben Mikroorganismen abgebaut werden kann. Durch eine Zwischenlagerung wird daher der Mehrertrag durch die Aufbereitung wieder schnell verringert oder geht vollständig verloren.

Für die Aufbereitung mit der Kugelmühle wird ein Stromverbrauch von durchschnittlich 6 kWh/t_{FM} Substrat benötigt. Dies sind weniger als 3 % des Stroms, der durch Vergärung des Pferdemistes produziert werden kann.

Literatur

- Hanel, F.; AlSaffar, M. (2019): Biokraft. <https://biokraft-et.de/>, Zugriff am 25.5.2025
- Heller, R.; Roth, P.; Hülsemann, B.; Böttinger, S.; Lemmer, A.; Oechsner, H. (2023a): Effects of Pretreatment with a Ball Mill on Methane Yield of Horse Manure. In: Waste and Biomass Valorization, Springer, <https://doi.org/10.1007/s12649-023-02083-x>
- Heller, R.; Brandhorst, C.; Hülsemann, B.; Lemmer, A.; Oechsner, H. (2023b): Comparison of Different Mechanical Pretreatment Methods for the Anaerobic Digestion of Landscape Management Grass. *Energies* 16(24), pp. 8091, <https://doi.org/10.3390/en16248091>
- Mönch-Tegeder, M.; Lemmer, A.; Oechsner, H.; Jungbluth, T. (2013): Investigation of the methane potential of horse manure. *Agricultural Engineering International: CIGR Journal* 15(2), pp. 161–172
- Oechsner, H.; Nägele, H.-J.; Kress, P. (2018): Endbericht Verbundvorhaben FlexFeed: Flexibilisierte Fütterung in Biogasprozessen mit Modell-basierter Prozesserkennung im Praxismaßstab. Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie Universität Hohenheim (Hrsg.), https://la-bioenergie.uni-hohenheim.de/fileadmin/einrichtungen/la-bioenergie/Abschlussberichte/2018_03KB101B_PtJ_FlexFeed_Oechsner-Naegele-Kress.pdf, Zugriff am 25.06.2025

Danksagung

Wir danken der FNR und dem BMEL für die umfangreiche finanzielle Unterstützung des Projektes „Mechanische Aufbereitung faserreicher Nebenprodukte wie Pferdemist, Landschaftspflegegrün oder Stroh mithilfe einer hierfür optimierten Kugelmühle für die Flexibilisierung der Biogaserzeugung im landwirtschaftlichen Betrieb“ (Flex-Crash). Förderkennzeichen: 2219NR043, Laufzeit: 01.10.2020 bis 31.05.2024.

Biogas aus Paludikulturen

PAUL ALVERMANN, HARALD LINDORFER

1 Einleitung

Als Paludikultur wird die land- und forstwirtschaftliche Nutzung von nassen Moorstandorten bezeichnet. Der Begriff Paludikultur kann dabei sowohl die Nutzung von Pflanzen für stoffliche Zwecke, wie z. B. die Fasergewinnung und die Bereitstellung von Tierfutter, als auch die Gewinnung von Brennstoffen umfassen. Ein wichtiges Ziel dabei ist der Erhalt und gegebenenfalls die Neubildung von Torf im Untergrund. Aufgrund der geringen Anzahl an Moorstandorten und deren aktuell kleiner Flächenausdehnung erscheint ihre Nutzung aus landwirtschaftlicher Sicht zunächst eher als ein Nischenthema. Vor allem, wenn auch noch die schwierigere Bergung des Pflanzenmaterials gegenüber klassischem Ackerland berücksichtigt wird. Gleichzeitig liegt allerdings der Anteil an klimarelevanten Emissionen aus trockengelegten Mooren bei 37 Prozent aller Emissionen aus der Landwirtschaft (GMC 2018). Die Ursache der Emissionen liegt im aeroben Abbau des Torfes. Dies legt nahe, dass in der Wiedervernässung von trockengelegten Moorflächen ein erheblicher Hebel zur Reduktion von klimaschädlichen Emissionen liegt, die im Wettstreit zu teilweise sehr kostenintensiven Maßnahmen in anderen Bereichen der Landwirtschaft stehen.

Die Biogasgewinnung aus Moorbiomasse stellt nur eine Nutzungsmöglichkeit für wiedervernässte Moore dar. Die energetische Nutzung bietet eine wirtschaftliche Ergänzung zu anderen Konzepten und ermöglicht teilweise erst die praktische Umsetzung von Projekten. Um die Möglichkeiten des Einsatzes von Biomasse wiedervernässter Moore zur Gewinnung von Biogas zu erfassen, hat Greenpeace Energy (jetzt Green Planet Energy) beim Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft und Energie in Weimar sowie beim Greifswald Moor Zentrum eine Studie (Scholwin und Siegert 2020) in Auftrag gegeben, auf die sich der vorliegende Text maßgeblich bezieht. Die Studie geht vorrangig auf die Situation in Mecklenburg-Vorpommern ein. Sie betrachtet zunächst die realen Flächenpotenziale und im zweiten Teil die Biogasnutzung.

2 Biogas aus Paludikulturen

2.1 Auswahl geeigneter Wiedervernässungsflächen

Um die Eignung ehemaliger Moorflächen für eine Wiedervernässung und eine nachfolgende Nutzung in Paludikultur systematisch zu erfassen, wurden diese in „Kulissen“ eingeteilt. In einigen norddeutschen Bundesländern wurden Kulissen ausgewiesen, die sich insbesondere daran orientieren, ob der Naturschutz Restriktionen für die Umsetzung von Paludikulturen erfordert. Dabei bedeutet die Einstufung einer Fläche in „Kulisse 1“ eine hohe Eignung zur Wiedervernässung und Nutzung, bei zugleich eher wenigen Prüfaufgaben. Für die Kulissen 2 bis 4 gelten zunehmend anspruchsvolle Natur- oder Landschaftsschutzaufgaben, die eine zukünftige Nutzung erheblich einschränken oder verbieten können.

Grünland eignet sich sehr gut für eine Wiedervernässung und Paludikulturen: Wenn ein langfristiger Überstau (zu hoher Wasserstand) vermieden wird, kann sich die Zusammensetzung der Grasnarbe sukzessive an die höheren Wasserstände anpassen und es müssen keine oder nur geringe Pflanzmaßnahmen getroffen werden. Ackerflächen stellen eine ebenso geeignete Alternative dar. Allerdings ist für die Wiedervernässung ein höherer finanzieller und technischer Aufwand erforderlich, um dort eine Paludikultur zu

etablieren. In Mecklenburg-Vorpommern werden entwässerte Moore zu knapp 50 Prozent als Dauergrünland zur Viehhaltung und Futterproduktion genutzt, ohne Auflagen durch den Naturschutz. In anderen Bundesländern ist diese Verteilung unterschiedlich. Die Verteilung der Moorflächen aus Kulisse 1 in den moorreichen Bundesländern und die erzeugbare Energie insgesamt sind in Abbildung 1 dargestellt.

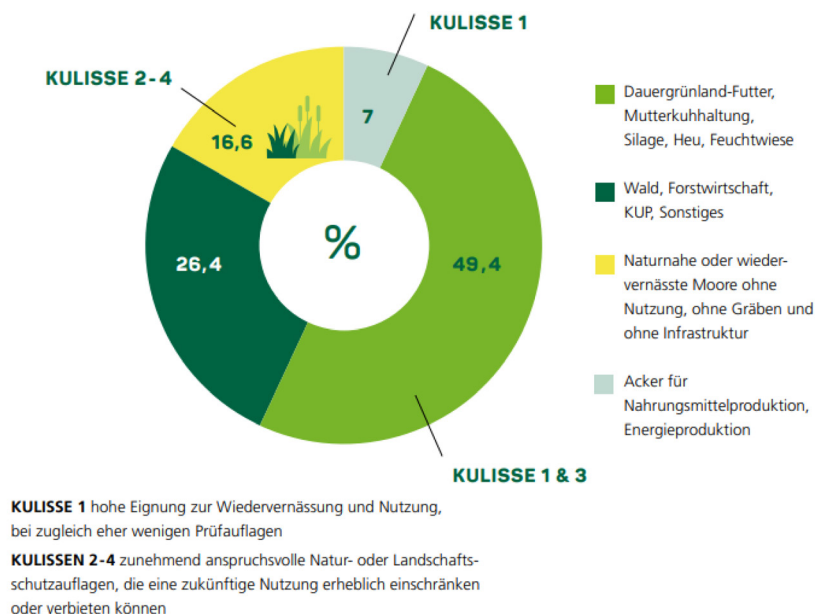


Abb. 1: Nutzung der Moorflächen in Mecklenburg-Vorpommern (LM M-V 2017)

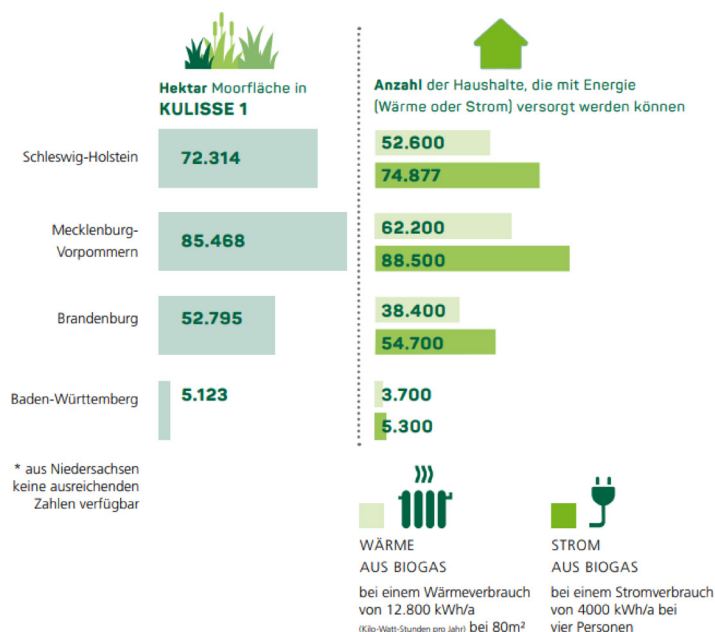


Abb. 2: Verteilung der Moorflächen in den Bundesländern und mögliche Energieversorgung (in Kulisse 1) (Närman et al. 2019, verändert)

2.2 Nutzungsmöglichkeiten von wiedervernässten Mooren

Grundsätzlich gibt es je nach Vernässungsgrad von Flächen der Kulisse 1 drei Möglichkeiten der Nutzung:

- eine landwirtschaftliche Nutzung durch Beweidung oder Heugewinnung
- eine stoffliche Nutzung spezifischer Kulturen, beispielsweise für die Fasergewinnung oder als Material zur Dachdeckung
- die energetische Nutzung durch Verbrennung in Heizkraftwerken oder die Vergärung in Biogasanlagen

Dabei ist zu beachten, dass Moorflächen nicht als einheitliche gleichförmige Flächen zu betrachten sind. Höhenunterschiede von 10 bis 20 cm entscheiden über die sich etablierenden Kulturen und damit über die mögliche Nutzung. Dies kann beispielsweise dazu führen, dass Flächen, aufgrund eines zu hohen Anteils an Sauergräsern, für die Fütterung nicht mehr nutzbar sind. Bei der stofflichen Nutzung spezifischer Kulturen wie beispielsweise Rohrkolben oder Schilf wird es auf der anderen Seite immer auch Bereiche mit niedrigeren Wasserständen geben, in denen sich eher Nass- oder Feuchtwiesen etablieren.

Die Nutzung der anfallenden Biomasse zur Gewinnung von Biogas bietet die Möglichkeit, auch die Bereiche zu nutzen, die sich nicht für die anderen Nutzungsformen eignen. Gerade für Übergangsphasen, während der Wiedervernässung bis zur Einstellung der finalen Wasserstände und der Etablierung der neuen Kulturen, kann die Biogaserzeugung ein erster wichtiger Schritt sein. Für die Biogasgewinnung kommen dabei vor allem der Aufwuchs von Feucht- und Nasswiesen sowie Bereiche mit hohem Anteil an Rohrglanzgras oder Seggen infrage. Diese Kulturen verbindet ein bevorzugter Wasserstand in den Sommermonaten von 0 bis 30 cm unter Flur und die Toleranz gegenüber einer Überstauung im Winter.

Auch die vorherige Nutzung der Flächen hat große Auswirkungen auf die Etablierung der Paludikulturen und den erforderlichen Aufwand. Bei bereits feuchtem Grünland lässt sich die gewünschte Zielvegetation oft allein durch die schrittweise Anhebung des Wasserstandes erreichen. Um diese Entwicklung und damit die Nutzung der Fläche durch Paludikultur zu beschleunigen, kann eine „Schlitzsaat“ vor der eigentlichen Wiedervernässungsmaßnahme helfen. Dabei wird die bestehende Grasnarbe aufgeschlitzt, Saatkörner werden in die Erde gelegt und der Boden danach wieder angedrückt. Soll auf einer Fläche Rohrkolben angebaut werden, muss der Rohrkolben bei möglichst niedrigem Wasserstand als Jungpflanze oder Teile des Wurzelstocks einzeln gepflanzt werden. Paludikulturflächen werden nicht gedüngt und es werden keine Pflanzenschutzmittel verwendet. Durch den Zeitpunkt der Mahd kann die Artenzusammensetzung gesteuert werden.

2.3 Ernte, Bergung und Lagerung der Biomasse zur Biogasgewinnung

Nasse Moorstandorte stellen besondere Anforderungen an die Bewirtschaftung. Eine bodenschonende Nutzung erfordert eine angepasste Technik unter Vermeidung mehrfacher Befahrungen. Welches Verfahren und welche Erntemaschinen eingesetzt werden, ist abhängig vom Wasserstand auf der Fläche:

- Liegt der Wasserstand im Sommer einige Zentimeter unter der Bodenoberfläche reicht oft angepasste herkömmliche Technik aus Traktoren oder Häcksler mit breiteren Reifen oder Doppelbereifung (möglichst mit Luftdrucksenkung). Das Erntegut wird in Ballen gepresst oder es wird direkt von der Fläche abgefahren.
- Ist der Boden zu nass für Traktoren, kommen Raupenfahrzeuge zum Einsatz, die durch ihr breites Raupenfahrwerk auch auf überstauten Flächen nicht einsinken.

Da die Nutzung üblicherweise ganzjährig erfolgt, muss eine Konservierung bzw. eine Lagerung des Erntegutes eingeplant werden. Für eine spätere Nutzung zur Biogaserzeugung ist eine feuchte Konservierung gegenüber Trocknungs- oder Pelletierungsverfahren vorzuziehen. Vorstellbar sind zwei Arten der Feuchtgutkonservierung:

- die Lagerung der gehäckselten Biomasse in abgedeckten Fahrsilos (klare Präferenz)
- die Lagerung in Silageballen, die allerdings vor dem Einsatz in einer Biogasanlage wieder geöffnet werden müssen

Bezüglich der Lagerung unterschiedlicher Mischkulturen, die zusätzlich noch zu unterschiedlichen Zeitpunkten geerntet werden, gibt es aktuell noch wenig Erfahrung. Unter Beachtung einer guten fachlichen Silierpraxis sollte dies aber ohne zu große Verluste machbar sein.

2.4 Biogaserzeugung

Die Vergärbarkeit von Moorbio­masse ist bislang überwiegend in Laborversuchen untersucht worden (Eller et al. 2020). Die Biogasgewinnung aus Gras bzw. Grünland sowie von Landschaftspflegematerial ist allerdings Stand der Technik, sodass auf diesen Erfahrungen aufgebaut werden kann. Wie bereits erwähnt, kommen für die Biogasgewinnung vor allem der Aufwuchs von Feucht- und Nasswiesen sowie Bereiche mit hohem Anteil an Rohrglanzgras oder Seggen infrage. Der erzielbare Biogasertrag pro Fläche ist dabei aus verschiedenen Gründen schwer zu quantifizieren:

- die erzielbare Erntemenge ist abhängig von klimatischen Faktoren, der Entwicklung der Wasserstände, der Anzahl der Schnitte bei der Ernte und naturschutzrechtlichen Vorgaben zum Erntezeitpunkt
- der erwartbare Biogasertrag wiederum hängt einerseits von der etablierten Kultur, andererseits aber vor allem vom Erntezeitpunkt und dem Ernteverfahren bzw. dem Zerkleinerungsgrad ab

Infolge dieser Unsicherheiten lässt sich die erwartbare Biogasproduktion pro Fläche nur in einer sehr groben Range abschätzen:

- 2.000 bis 4.000 m³/ha bei Feuchtwiesen
- 900 bis 2.400 m³/ha bei Nasswiesen
- 2.500 bis 5.000 m³/ha bei Flächen mit Rohrglanzgras (zweischürige Ernte)
- Zum Vergleich: bei einem guten Grünlandstandort ist mit ca. 4.500 bis 6.000 m³/ha zu rechnen

Einen sehr guten Überblick über die bereits untersuchten Pflanzengesellschaften bietet die Infoplattform Moorwissen.de des Greifswald Moor Centrums (GMC 2025). Es besteht hier aber weiterhin Forschungsbedarf; beispielsweise, was die Wirkung weiterer Aufbereitungstechnik vor der Fütterung in die Biogasanlage auf den Biogasertrag betrifft.

2.5 Treibhausgasemissionen

Die Wiedervernässung von Mooren allgemein und speziell die Energiebereitstellung aus Paludikulturen birgt ein enormes Potenzial für die Senkung von Treibhausgasemissionen. Zwar ist der jährliche Biomasseertrag einer Ackerfläche mit Mais bis zu fünfmal so hoch wie der einer Nasswiese mit Seggen und Rohrglanzgras, der Anbau von Mais auf einer Ackerfläche im entwässerten Moor kann allerdings mehr als 90 Tonnen Treibhausgasemissionen pro Hektar und Jahr verursachen. Durch die Produktion von Strom und Wärme aus Biogas mit dort gewonnener Maissilage lassen sich im Vergleich zur Verbrennung von Erdgas rechnerisch nicht mehr als eine halbe Tonne CO₂-Äquivalente je Hektar und Jahr einsparen. Allein die reine Wiedervernässung dieser Fläche hingegen würde die Treibhausgasemissionen um ca. 25 bis 29 Tonnen pro Hektar und Jahr je nach Ausgangsbedingungen am Standort senken. Im Ministerium für Landwirtschaft und Umwelt Mecklenburg-Vorpommern wurden verschiedene Umwandlungsszenarien bilanziert. Dabei ergaben sich Treibhausgaseinsparungen bei der Umwandlung von Grünland in Nasswiesen von 18 t CO_{2eq} pro Hektar und Jahr und bei der Umwandlung in Röhricht 22 t CO_{2eq}/ha im Jahr. Bei der Umwandlung von trockengelegtem Ackerland in Nasswiesen bzw. Röhricht sogar 25 bzw. 29 t CO_{2eq}/ha pro Jahr (LM M-V 2017).

3 Fazit

Die Nutzung von Biomasse aus Paludikultur zur Biogasproduktion vereinigt die positiven Effekte der Wiedervernässung und der Substitution fossiler Energieträger. Ausgehend von typischen Verbrauchskennzahlen eines 80-m²-Haushalts mit 12.800 kWh je Jahr für Heizung und Warmwasser ergibt sich beim Wechsel von Erdgas zu Biogas aus Paludikultur eine Treibhausgasminderung von 31,8 t jährlich. Dies entspricht einer Autofahrt von ca. 250.000 km mit einem Mittelklasse-Pkw, dessen CO₂-Ausstoß 125 g/km beträgt.

Die Energiebereitstellung aus Paludikulturen birgt damit ein enormes Potenzial für die Senkung der Treibhausgasemissionen. Allerdings müssen noch einige Herausforderungen bei den Ernteverfahren und bei der Lagerung von Paludibiomasse für die Biogasgewinnung gelöst werden. Die begrenzten Moorflächen in Deutschland können insgesamt zwar nur einen kleinen Beitrag zur Strom- und Energieversorgung leisten – durch eine Wiedervernässung aber den Ausstoß von Treibhausgas erheblich senken. Das macht Paludikultur zur mit Abstand besten Option, um Klimaschutz und Moorschutz mit einer nachhaltigen und zugleich wirtschaftlich sinnvollen Nutzung zu vereinbaren.

Literatur

- Eller et al. (2020): Biomethane Yield from Different European *Phragmites australis* Genotypes, Compared with Other Herbaceous Wetland Species Grown at Different Fertilization Regimes. *Resources* 9(5), <https://doi.org/10.3390/resources9050057>
- GMC (2018): Informationspapier zur Rolle der Moore in der Gemeinsamen Agrarpolitik (GAP) ab 2021. https://greifswaldmoor.de/files/dokumente/Infopapiere_Briefings/GMC-Infopapier_GAP_final.pdf, Zugriff am 26.06.2025
- GMC (2025): MoorWissen – Infoplattform zum Thema Moor und Klimaschutz. www.Moorwissen.de, Zugriff am 26.06.2025
- LM M-V (2017): Umsetzung von Paludikultur auf landwirtschaftlich genutzten Flächen in Mecklenburg-Vorpommern. Fachstrategie zur Umsetzung der nutzungsbezogenen Vorschläge des Moorschutzeskonzeptes. Schwerin, Ministerium für Landwirtschaft und Umwelt Mecklenburg-Vorpommern
- Närmann et al. (2019): KLIBB – Climate-friendly and biodiversity-promoting use of fen soils in Germany. *Geophysical Research Abstracts* 21
- Scholwin, F.; Siegert G. (2020): Biogas aus Paludikulturen. Produktionsweg, Hintergründe, Klimaschutzwirkung. Hamburg, Greenpeace Energy eG

Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen steigern: Möglichkeiten und Grenzen

MANFRED DEDERER, HANS OECHSNER

1 Einleitung

Um die Frage zu beantworten, wie der Anteil von Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen gesteigert werden kann, haben wir im Jahr 2023 eine Untersuchung bei den Biogasbetreibern in Baden-Württemberg durchgeführt. Es wurde zunächst ein Überblick über die heute bereits eingesetzten Mengen an Wirtschaftsdüngern gegeben. Die Umfrage ging an 940 Biogasanlagenbetreiber in Baden-Württemberg, wobei wir von 215 Betrieben (23 %) eine Rückmeldung erhalten haben.

Für die Auswertung erfolgte eine Aufteilung in vier Klassen

- Anlagen bis 150 kW installierte elektrische Leistung, was den Güllekleinanlagen mit erhöhter Einspeisevergütung entspricht.
- Anlagen mit einer installierten Leistung von 151 bis 300 kW, das sind Anlagen mit einer Gasproduktion bis 1,2 Mio. m³, die im Baurecht errichtet werden.
- Die dritte Gruppe umfasst Anlagen von 301 bis 550 kW, die eine Gasproduktion bis 2,3 Mio. m³ Biogas ermöglichen und im Bereich der BImSchV genehmigt werden.
- Die letzte Gruppe über 551 kW bedingt in der Regel die Ausweisung eines Sondergebietes.

Bei den Anlagen unter 150 kW handelt es sich um Güllekleinanlagen. Hier zeigte sich bei der Befragung, dass diese Betriebe in der Regel bereits einen Wirtschaftsdüngeranteil von über 90 % einsetzen. Bei den Anlagen zwischen 151 und 300 kW lag der Wirtschaftsdüngeranteil im Durchschnitt bei 44 % und schwankt zwischen 25 und 94 %, bei den Anlagen zwischen 301 und 550 kW lag der Wirtschaftsdüngeranteil bei 37 % (3 bis 87 %) und bei den noch größeren Anlagen sinkt der Anteil an Wirtschaftsdünger auf 33 % und lag im Bereich zwischen 4 und 55 % (Abb. 1).

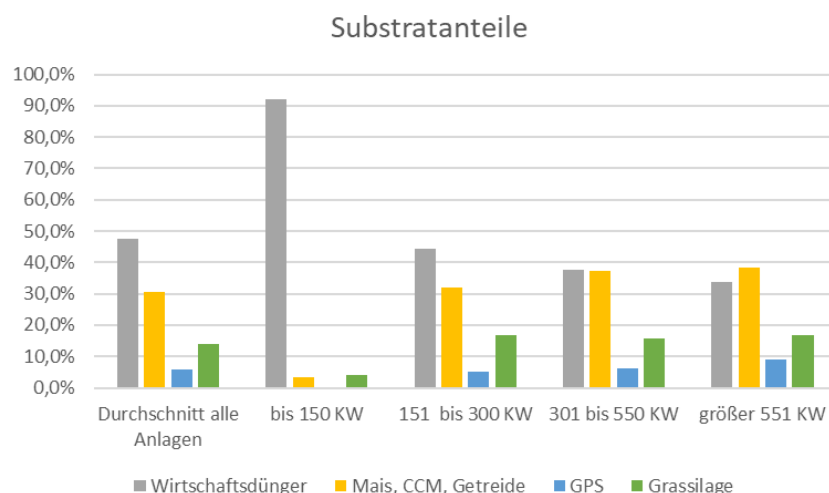


Abb. 1: Zusammensetzung der Substratmischungen bei Biogasanlagen in Baden-Württemberg in verschiedenen Leistungsklassen (© M. Dederer)

In den Biogasanlagen von Baden-Württemberg werden nach eigenen Schätzungen zufolge derzeit ca. 30 % des anfallenden Wirtschaftsdüngers als Biomasse eingesetzt. Es gibt dabei noch ein ungenutztes Potenzial von 70 %, wobei realistisch betrachtet davon nur noch 50 bis 60 % technisch nutzbar sind. Der Rest ist wegen zu großen Entfernungen, schwierigen Standortbedingungen oder zu geringen Mengen nicht erfassbar.

Durch einen verstärkten Einsatz von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen kann die Landwirtschaft deutlich zur Verminderung von Emissionen beitragen, da ein großer Teil der aus der Wirtschaftsdüngerlagerung stammenden Emissionen durch Fermentierung und eventuell gasdichte Gärrestlagerung vermieden werden kann.

Um den Einsatz von Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen zu erhöhen, lassen sich zwei Fragestellungen ableiten:

- Zum einen, ob der Neubau einer Biogasanlagen unter den derzeit geltenden Rahmenbedingungen des EEG wirtschaftlich interessant ist und
- zweitens: welche Maßnahmen auf dem Betrieb durchgeführt werden müssten, damit Mais durch Wirtschaftsdünger ersetzt werden kann.

Auch hat sich aus der Umfrage ergeben, dass die Betreiber bereit wären, mehr Wirtschaftsdünger aufzunehmen, wenn die Rahmenbedingungen dafür vorhanden sind.

Als größte Hemmnisse wurden in der Umfrage angeführt,

- dass die Genehmigungsverfahren zu aufwändig sind und
- im Moment die politische Verlässlichkeit nicht gegeben ist, um in größere Investitionen einzusteigen.

Wie der Umfrage noch zu entnehmen ist, sind viele Betriebe bereit, weiter im Biogasbereich zu investieren, wenn die Rahmenbedingungen passen und wenn eine Chance besteht, mit den Anlagen eine Wertschöpfung zu erzielen.

Soll die Nutzung von Wirtschaftsdünger in der Biogaserzeugung gesteigert werden, gibt es verschiedene Möglichkeiten: Es kann eine Biogasanlage speziell für einen großen Anteil an Wirtschaftsdünger neu gebaut werden, andererseits kann versucht werden, den Wirtschaftsdünger in vorhandenen Biogasanlagen einzusetzen. Dadurch kann dann auch beispielsweise Maissilage durch Wirtschaftsdünger ersetzt werden.

2 Neubau von Biogasanlagen

Bei den Neubauten wurde untersucht, welche Stromerlöse notwendig sind, um die Wirtschaftlichkeit bei Anlagen mit 30 kW, 75 kW und 150 kW Leistung zu erreichen. Neben den Stromerlösen wird auch geprüft, ob sich bei einer Wärmenutzung eine wesentliche Verbesserung der Wirtschaftlichkeit ergibt.

In die Betrachtung wurde auch einbezogen, ob zusätzliche Fördermaßnahmen ausreichen würden, um eine Wirtschaftlichkeit auch für kleine Biogasanlagen zu erzielen. Dabei wurde kalkuliert, ob eine Zusatzvergütung je kWh außerhalb des EEG durch die erzielte CO₂-Einsparung oder eine Unterstützung beim Bau von Gärproduktlagern (40 % Investitionszuschuss) hilfreich wäre. Als Kalkulationsansatz wurden 60 € pro Tonne eingespartes CO₂ angenommen (Börse Frankfurt 2025).

Die Investitionskosten basieren auf den Angaben des KTBL-Biogasrechners (KTBL 2025). Für eine Anlage mit 30 kW installierter Leistung liegen die Investitionen bei 0,86 Mio. €, für 75 kW bei 1,1 Mio. € und für eine Anlage mit 150 kW bei 1,56 Mio. €. Die spezifischen Investitionskosten pro kW liegen bei 18.667 €

bei einer 30-kW-Anlage und sinken dann bei einer 150-kW-Anlage auf 10.400 €. Die Einsatzstoffe werden so gewählt, dass mindestens 80 % aus Wirtschaftsdünger bestehen (Tab. 1).

Tab. 1: Investitionskosten, Biomasseeinsatz für die Anlagengrößen 30 kW, 75 kW und 150 kW

		30 kW		75 kW		150 kW	
			Anteil		Anteil		Anteil
Rindergülle	m ³	3.300	90,2%	5.000	81,0%	8.000	76,6%
Festmist	t	150	4,1%	300	4,9%	700	6,7%
Biomasse	t	210	5,7%	870	14,1%	1.740	16,7%
Gesamtinput	t	3.660		6.170		10.440	
Investition		0,86 Mio. €		1,1 Mio. €		1,56 Mio. €	
Investition pro kW		28.667 €		14.667 €		10.400 €	

(© M. Dederer)

2.1. Mindeststromerlöse für eine 30-kW-Anlage

Bei kleinen Biogasanlagen und dem Einsatz von flüssigem Wirtschaftsdünger aus dem eigenen Tierhaltungsbetrieb ist zu beachten, dass hier ein besonders gut gedämmter Behälter gewählt werden muss (Betondecke mit Dämmung, Tragluftdach führt zu hohen Wärmeverlusten im Winter) damit die Anlage auch im Winter ohne externe Wärmequelle auskommt. Bei dieser Anlagengröße wurde daher keine Wärmenutzungsmöglichkeit berücksichtigt. Aus der Betrachtung ergibt sich, dass für eine 30-kW-Anlage der Strompreis bei 52 ct/kWh liegen müsste, wenn nur Strom vermarktet werden kann. Bringt man die THG-Einsparung, berechnet mit dem Programm TEKLa von der LWK Niedersachsen, in Ansatz, so würde der benötigte Stromerlös bei 44,1 ct/kWh liegen, um die Wirtschaftlichkeitsgrenze zu erreichen. Bei einer Förderung für das Gärproduktlager von 40 %, wie es in den vergangenen Jahren über das Förderprogramm der FNR möglich war, würde der Stromerlös bei 48,9 ct/kWh stehen. Selbst die Ausschöpfung der genannten Möglichkeiten, THG-Quote und Förderung eines Lagerbehälter würden dazu führen, dass 41 ct/kWh benötigt würden. Dies zeigt, dass es bei einer derart kleinen BGA selbst bei zusätzlicher Unterstützung kaum möglich ist, einen realistischen Strompreis zu erreichen.

Die variablen Kosten berechnen sich aus dem Substrat, Reparatur und Wartung, Betriebsstoffen, Laboranalysen und dem Zinsansatz für das Umlaufvermögen. Die Fixkosten umfassen die Abschreibung, Zinskosten, Versicherung und den Lohnkosten.

Tab. 2: Berechnete Stromerlöse für eine 30-kW-Anlage unter verschiedenen Annahmen

30 kW-Anlage						
Investition lt KTBL		862.914 €				
Stromproduktion	kWh	259.393				
Wärmenutzung	kWh	Keine				
			Strom	Strom	Strom	Strom
				Wärme	THG	THG
					Förderung	Förderung
variable Kosten		36.943 €		36.943 €	36.943 €	36.943 €
fixe Kosten		97.970 €		97.970 €	97.970 €	97.970 €
Gesamtkosten		134.913 €		134.913 €	134.913 €	134.913 €
Wärmeverkauf			nicht relevant			
THG Quote				-20.400 €		-20.400 €
Förderung des Lagers mit 40%					-8.048 €	-8.048 €
benötigter Stromerlös		52 ct/kWh		44,1 ct/kWh	48,9 ct/kWh	41,0 ct/kWh

(© M. Dederer)

2.2 Mindeststromerlöse für eine 75-kW-Anlage

Bei der Kalkulation der Varianten in der 75-kW-Anlage wird deutlich, dass die zusätzlichen Fördermaßnahmen zu einem wirtschaftlichen Betrieb der BGA führen können (Tab. 3). Die erforderlichen Stromerlöse liegen zwischen 21,2 und 30,8 ct/kWh. Mit der Vergütung für die THG-Einsparung ergibt sich ein Wert von etwa 22,9 ct/kWh und wäre damit so hoch wie die aktuelle Vergütung durch das EEG. Eine Förderung des Gärproduktlagers würde bei einer Anlage mit 75 kW den benötigten Strompreis gegenüber der Variante Strom und Wärme um 1,7 ct/kWh senken, gegenüber nur Stromverkauf um 2,9 ct/kWh. Ohne die zusätzlichen Fördermaßnahmen wird bei dieser Anlagengröße keine Wirtschaftlichkeit erzielt.

Tab. 3: Berechnete Stromerlöse für eine 75-kW-Anlage unter verschiedenen Annahmen

75 kW-Anlage						
Investition lt KTBL		1.109.752 €				
Stromproduktion	kWh	653.068				
Wärmenutzung	20% kWh	130.614				
			Strom	Strom	Strom	Strom
				Wärme	Wärme	Wärme
					THG	THG
					Förderung	Förderung
variable Kosten		78.384 €	78.384 €	78.384 €	78.384 €	78.384 €
fixe Kosten		122.845 €	122.845 €	122.845 €	122.845 €	122.845 €
Gesamtkosten		201.229 €	201.229 €	201.229 €	201.229 €	201.229 €
Wärmeverkauf	20% 6 ct/kWh		-7.837 €	-7.837 €	-7.837 €	-7.837 €
THG Quote				-43.920 €		-43.920 €
Förderung des Lagers mit 40%					-10.968 €	-10.968 €
benötigter Stromerlös bei 20 % Wärmenutzung		30,8 ct/kWh	29,6 ct/kWh	22,9 ct/kWh	27,9 ct/kWh	21,2 ct/kWh

(© M. Dederer)

2.3 Mindeststromerlöse für eine 150-kW-Anlage

Bei der 150 kW-Anlage sieht die wirtschaftliche Situation deutlich besser aus. Damit eine 150 kW-Anlage wirtschaftlich ist, sind Stromerlöse je nach Annahmen (Nutzung von Wärme, Förderung des Lagers und Vergütung einer THG-Einsparung) von ca. 23,7 ct/kWh nötig, wenn nur der produzierte Strom vermarktet werden kann bei einem Erlös von 14,8 ct/kWh und alle Annahmen bewertet würden. Selbst eine Förderung des Produktlagers mit 40 % der Investitionskosten würde den benötigten Strompreis gegenüber nur dem Stromverkauf um 2,3 ct/kWh reduzieren. Eine mögliche Wärmenutzung, würde den benötigten Mindeststrompreis um 1,2 ct/kWh gegenüber dem reinen Stromverkauf senken. Mit Förderungen für die THG-Einsparung wären Erlöse zwischen 14,8 und 15,9 ct/kWh notwendig, um eine Wirtschaftlichkeit zu erreichen (Tab. 4).

Tab. 4: Berechnete Stromerlöse für eine 150-kW-Anlage unter verschiedenen Annahmen

150 kW-Anlage						
Investition lt KTBL		1.564.600 €				
Stromprod	kWh	1.311.496				
Wärmenutzung	20% kWh	262.299				
			Strom	Strom	Strom	Strom
				Wärme	Wärme	Wärme
					THG	THG
					Förderung	Förderung
variable Kosten		145.647 €	145.647 €	145.647 €	145.647 €	145.647 €
fixe Kosten		165.455 €	165.455 €	165.455 €	165.455 €	165.455 €
Gesamtkosten		311.102 €	311.102 €	311.102 €	311.102 €	311.102 €
Wärmeverkauf	20% 6 ct/kWh		-15.738 €	-15.738 €	-15.738 €	-15.738 €
THG Quote				-86.880 €		-86.880 €
Förderung des Lagers mit 40%					-15.024 €	-15.024 €
benötigter Stromerlös bei 20 % Wärmenutzung		23,7 ct/kWh	22,5 ct/kWh	15,9 ct/kWh	21,4 ct/kWh	14,8 ct/kWh

(© M. Dederer)

2.4 THG-Einsparung

Betrachtet man die Einsparung an Treibhausgasen der Biogasanlagen gegenüber Braunkohle, so ergibt sich bei einer 30-kW-Anlage eine Einsparung von 340 t pro Jahr. Diese Einsparung würde dem durchschnittlichen jährlichen Ausstoß von 31 Personen entsprechen. Für eine 75-kW-Anlage steigt die Einsparung auf 732 t/a, was dem Ausstoß von 68 Personen entsprechen würde. Der höchste Wert an Einsparung von Treibhausgasen gegenüber Braunkohle wird durch eine 150-kW-Anlage mit 1.448 t/Jahr, entsprechend dem Ausstoß von 134 Personen erreicht (Tab. 5).

Tab. 5: Treibhausgaseinsparung verschiedener Anlagengrößen gegenüber Braunkohle

				Anlagengröße		
				30 kW	75 kW	150 kW
Treibhausgaseinsparung gegenüber Braunkohle			t CO _{2e} / Jahr	340	732	1448
Ausstoß pro Person	10,8		t CO _{2e} / Jahr			
Biogasanlagen würden den CO _{2e} /Jahr von				31	68	134
				Personen		

(© M. Dederer)

2.5 Fazit

Eine Biogasanlage mit 30 kW, die im Wesentlichen mit Wirtschaftsdünger betrieben wird, lässt sich bei üblichen Bedingungen in Deutschland, den erforderlichen Sicherheitsvorkehrungen und der sich daraus ergebenden Investitionen mit den aktuellen EEG-Vergütungen nicht wirtschaftlich betreiben. Hier müsste der Strompreis mehr als verdoppelt werden, um eine Wirtschaftlichkeit zu erreichen.

75-kW-Anlagen mit hohem Wirtschaftsdüngeranteil lassen sich unter den aktuellen Rahmenbedingungen des EEG nur wirtschaftlich darstellen, wenn neben einer Wärmenutzung noch eine Förderung für Anlagenteile, hier des Lagers, möglich wäre oder die eingesparten THG-Emissionen eine zusätzliche Vergütung brächten.

Selbst eine weitgehend mit Wirtschaftsdünger betriebene 150-kW-Anlage könnte nach der Modellbetrachtung nur wirtschaftlich betrieben werden, wenn neben einer Wärmenutzung noch eine Förderung der Gärproduktlager mit mindestens 40 % gegeben wäre, wie es in den letzten Jahren möglich war. Alternativ wäre auch eine Grundförderung der THG-Einsparung sinnvoll.

3 Ersatz von Mais durch Wirtschaftsdünger

In Modellen wurde für die an der Umfrage der Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie im Jahre 2023 teilgenommenen Betriebe ermittelt, welche Investitionen für Fermenter und gasdichte Behälter getätigt werden müssten, wenn 50 % des eingesetzten Silomaises durch Wirtschaftsdünger ersetzt werden sollen.

3.1 Ergebnisse der Modelle

In der Befragung waren 50 Betriebe der Anlagengrößenklasse von 150 bis 300 kW zuzuordnen. Aus den Modellberechnungen ergibt sich, dass in diesen Anlagen ca. 56.000 t Maissilage bzw. 1.077 ha Maisanbaufläche ersetzt werden könnten, wenn der Wirtschaftsdüngeranteil erhöht würde. In dieser Klasse müssen die Betriebe im Durchschnitt Fermenter mit einer Größe von 682 m³ bauen, das würde 37 Betriebe betreffen. In 16 Betrieben müssten Lager mit einer durchschnittlichen Größe von 674 m³ gebaut werden. Der geschätzte Investitionsbedarf liegt bei ca. 9,8 Mio. €.

In der Leistungsklasse zwischen 301 und 550 kW könnten 142.500 t Mais (2.740 ha) eingespart werden, in den Anlagen müssten im Durchschnitt Fermenter mit 1.220 m³ und Lager mit 1.250 m³ gebaut werden. Betroffen sind beim Fermenterbau 60 Betriebe und beim Lagerbau 31 Betriebe. Das gesamte Investitionsvolumen dafür beträgt ca. 23,1 Mio. €.

In Anlagen über 551 kW müssten in 26 Betrieben Fermenter mit einer durchschnittlichen Größe von 1.700 m³ und in 10 Betrieben Lager mit einer durchschnittlichen Größe von 1.550 m³ gebaut werden, was etwa 10,2 Mio. € kosten würde. Nach den Modellberechnungen könnten 97.000 t Mais eingespart werden, dies würde einer Fläche von 1.865 ha entsprechen (Tab. 6).

Tab. 6: Einsparung an Mais bei Einsatz von Wirtschaftsdüngern bei unterschiedlichen Anlagengrößen

Größenklasse (kW)	Zahl der Betriebe	Einsparung an Mais (t)	Mais (ha)
151-300	50	56.000	1.077
301-550	69	142.500	2.740
>551	31	97.000	1.865
Summe	150	295.500	5.683

(© M. Dederer)

Insgesamt könnten ca. 295.500 t Mais eingespart werden, das würde bei einem unterstellten Ertrag pro Hektar von 52 t eine Fläche von 5.683 ha bedeuten. Es kann festgestellt werden, dass alle Betriebe Investitionen durchführen müssten, wobei das Fermentervolumen von mehr Betrieben erweitert werden müsste als das Lagervolumen. Insgesamt würde der Investitionsbedarf für alle Betriebe bei etwa 43,1 Mio. € liegen (Tab. 7).

Tab. 7: Erforderlicher Zubau an Fermenter, Lager und Investitionsbedarf bei Biogasanlagen verschiedener Größen, wenn Maissilage durch Wirtschaftsdünger ersetzt wird

Größenklasse (kW)	Zahl der Betriebe	Zubau an Fermenter Durchschnitt (m³)	Zubau an Lager Durchschnitt (m³)	Investition Gesamt
151-300	50	681 (37)	674 (16)	9,8 Mio. €
301-550	69	1.220 (60)	1.250 (31)	23,1 Mio. €
>551	31	1.700 (26)	1.550 (11)	10,2 Mio. €
			Gesamt	43,1 Mio. €

(© M. Dederer)

3.2 THG-Einsparung

Wie bereits oben erwähnt, verursacht die Landwirtschaft gewisse THG-Emissionen. Diese stammen zu einem relativ großen Anteil aus der Tierhaltung und hier speziell aus der Lagerung von Wirtschaftsdünger, bei der unkontrollierte Emissionen auftreten. Wird der Wirtschaftsdünger beispielsweise durch moderne Systeme der Kot-Harn-Trennung (z. B. auch Schieberentmischung) schnell aus dem Stall transportiert, kann ein Großteil des Emissionspotenzials eingespart werden. Die Situation wird noch wesentlich dadurch verbessert, wenn dieser Wirtschaftsdünger direkt in die Biogasanlage transportiert wird, denn dann wird durch die Herstellung von Methan zusätzliches CO₂-Potenzial eingespart. Leider wird diese Einsparung nicht dem landwirtschaftlichen Sektor, sondern der Energieerzeugung zugerechnet. Bewertet man die Treibhausgaseinsparung an CO₂e t/Jahr gegenüber von Braunkohle, wie es in dem TEKLa-Programm von der LWK Niedersachsen berechnet wird, so ergibt sich in der Gruppe 151 bis 300 kW Bemessungsleistung ein Potenzial von -284 t pro Betrieb, insgesamt -14.200 t pro Jahr. In der Gruppe 301 bis 550 kW mit 69 Betrieben liegt die Einsparung pro Betrieb bei -562 t und insgesamt bei -38.778 t pro Jahr. In der Gruppe mit der höchsten Bemessungsleistung (über 551 kW) liegt die Einsparung an Treibhausgasen gegenüber Braunkohle bei -19.747 t/Jahr entsprechend -637 t/Jahr und Betrieb. Als Gesamteinsparung an Treibhausgasen errechnet sich für die an der Umfrage teilgenommen Betriebe -72.725 t/Jahr.

Tab. 8: CO₂-Einsparung gegenüber Braunkohle in verschiedenen Größenklassen, berechnet mit dem TEKLa-Programm der LWK Niedersachsen

Größenklasse (kW)	Zahl der Betriebe	Einsparung an CO ₂ (t)	Gesamt CO ₂ (t)
151-300	50	-284	-14.200
301-550	69	-562	-38.778
>551	31	-637	-19.747
Summe	150	-1483	-72.725

(© M. Dederer)

3.3 Zwischenfazit für untersuchte Anlagen

Als Ergebnis zeigt sich, dass bei den an der Umfrage teilgenommen Biogasanlagen ab 150 kW durch den Austausch von 50 % des eingesetzten Silomais durch Wirtschaftsdünger etwa 295.500 t Silomais eingespart werden können, was ca. 5.680 ha Mais entspricht. Durch den Austausch von Mais gegen Wirtschaftsdünger liegt die THG-Einsparung gegenüber Braunkohle bei 72.725 t CO₂ im Jahr.

4 Übertrag der Ergebnisse auf alle Anlagen in Baden-Württemberg

Wenn in Baden-Württemberg 50 % der Biogasanlagen mit einer Größe von mehr als 150 kW auf diese Weise umgerüstet und anstelle von Maissilage Wirtschaftsdünger einsetzen würden sind die Anlagen anzupassen und erfordern meist ein größeres Fermenter- und Gärproduktlager. Dies erfordert ein Investitionsvolumen von ca. 114 Mio. €, wobei ca. 15.600 Hektar Mais durch Wirtschaftsdünger (Festmist vom Rind und Schwein, Pferdmist und separierte Gülle) ersetzt werden könnten.

Die Einsparung an Treibhausgasen gegenüber Braunkohle liegt in diesem Fall bei ca. 200.000 t/Jahr.

Bei einem Maisanteil von 182.300 ha an der Ackerfläche in Baden-Württemberg würde die Einsparung bei 8,2 % liegen, geht man von 70.000 ha, die für die Biogasproduktion benötigt werden aus, wären es 21,4 %.

Literatur

KTBL (2025): Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas – Neuanlagen. <https://www.ktbl.de/webanwendungen/wirtschaftlichkeitsrechner-biogas-neuanlagen>, Zugriff am 06.08.2025

Börse Frankfurt (2025): <https://www.boerse-frankfurt.de/rohstoff/kohlendioxid-co2-emissionsrechte?mic=ARIVA>. Zugriff am 06.08.2025

Förderhinweis

Das Projekt wurde durch das Ministerium für Ernährung, Ländlicher Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg gefördert. Hierfür unseren besten Dank!

Gärreste als Torfsubstitut – erste Ergebnisse aus dem Projekt BiToP

SASCHA HERMUS

1 Einleitung und Herausforderungen

Laut Industrieverband Garten e.V. (IVG) wurden 2024 in Deutschland etwa 4,7 Mio. Kubikmeter Torf pro Jahr abgebaut (IVG 2025). Etwa die gleiche Menge wurde importiert – der größte Teil davon aus dem Baltikum. Der Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung sieht Maßnahmen vor, mit denen die Verwendung von Torf verringert werden soll. Hintergrund ist, dass in Moorböden in vielen Jahrhunderten und Jahrtausenden Kohlenstoff gebunden wurde. Werden Moore für den Torfabbau entwässert, setzt die Trockenlegung große Mengen an CO₂ frei, das die Klimakrise weiter antreibt.

Die Länder Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen haben in ihren Klimagesetzen die Zielerreichung noch einmal verschärft. Auf dem Weg dahin sollen die Emissionen bis 2030 im Vergleich zum Jahr 1990 um 65 % und bis 2040 um 88 % sinken. In NRW besteht die Verpflichtung bis 2045 treibhausgasneutral zu wirtschaften. In Niedersachsen will man Klimaneutralität bereits 2040 erreichen.

- a) Ein Baustein dazu können die Weiterentwicklung und das Monitoring eines Bioraffinationsverfahrens für die Gärrestaufbereitung zur Gewinnung von Torfersatzstoffen (TES) und Düngeprodukten sein. Diese gilt es an der Demonstrationsanlage Malstedt zu etablieren.

Auf nationaler Ebene werden in Deutschland derzeit Strategien zur Nachhaltigkeit der Rohstoffproduktion und Bioökonomie erarbeitet. Um sicherzustellen, dass diese wertvolle Ressource bestmöglich eingesetzt wird, will die Bundesregierung Biomasseströme mit der Nationalen Biomassestrategie (NABIS) lenken. Biomasse nachhaltig zu erzeugen und zu nutzen, kann langfristig dazu beitragen, Ziele im Bereich Klimaschutz, Biodiversität und Energiewende zu erreichen. Die NABIS sieht auch die vermehrte Nutzung und Kaskadierung von Reststoffströmen vor.

- b) Im Rahmen des Projektes gilt es, Untersuchungen zum Einfluss verschiedener Prozessparameter im Praxisbetrieb und unterschiedlicher Gärreste auf die Torfersatzstoffqualität, die Prozesseffizienz und die Effizienz der Nährstoffrückgewinnung durchzuführen einschließlich der Berücksichtigung verschiedener Stoffströme (u. a. Gras aus Nasswiese, Landschaftspflege) und der Weiterverarbeitung der flüssigen Fraktionen.

Eine weitere Nutzung von Torf für die Hobby- und Profierdenherstellung ist aus Klimaschutzgründen unbedingt zu vermeiden. Die Substitution von 1 m³ Torf durch TES reduziert den Ausstoß klimawirksamer Gase um 250 kg CO₂-Äquivalente (Alterra 2013, WUR).

- c) Daher wird in dem Projekt BiToP eine ökologische Bewertung (LCA) der Verfahrenskette von der Biogaserzeugung über die Aufbereitung der Gärreste bis zu den Produkten Torfersatzstoff, Düngemittel und Beregnungswasser erfolgen.

Der Entwicklung von torffreien Gartenbausubstraten kommt bei der Umsetzung der europäischen und nationalen Klimaschutzziele eine besondere Bedeutung zur Minderung der Treibhausgasemissionen zu. In Deutschland sollen Hobbyerden ab 2026 torffrei sein, Substrate für den Gartenbau weitgehend bis

2030 (BMEL 2022). Allerdings sind die bisherigen Torfersatzstoffe für die Erdenproduktion auch nur in begrenztem Ausmaß verfügbar und werden mit zunehmendem Substitutionsanteil in den Substraten knapper.

- d) Hier setzt das Projekt an mit der Entwicklung und Optimierung von kosteneffizienten dezentralen Aufbereitungstechniken zur Gewinnung weiterer transportwürdiger Nährstofffraktionen sowie TES-Fraktionen und deren Eignung zur Torfsubstitution in unterschiedlichen Substratqualitäten.

Alternative Ausgangsstoffe werden heute zu etwa 23 % in Kultursubstraten (Profi) und 57 % in Blumenerden (Hobby) eingesetzt (IVG 2022). Ebenfalls werden Mischungen für unterschiedliche Einsatzbereiche gefunden werden müssen. Die Stoffströme aus diesen Prozessen zur Herstellung des Torfersatzstoffes müssen – um klimagerecht und nachhaltig zu agieren – ebenfalls in den Fokus genommen werden. Auch hierfür werden ökologisch und ökonomisch sinnvolle Verwertungen über die Produktion gezielter Düngeprodukte, Nutzung der Wassermengen zur aquatischen Biomasseproduktion und zur Verregnung auf arrendierten Flächen erprobt werden.

Ziel vieler Biogasanlagen (BGA) ist der Mehreinsatz von Wirtschaftsdünger (WD). Derzeit werden in Niedersachsen lediglich 19 % der anfallenden Miste und Gülle in den BGA genutzt. Die restlichen 81 % werden unvergoren auf die landwirtschaftlichen Flächen ausgebracht. Werden diese Potenziale in Zukunft genutzt, um den Substratinput von Anbaubiomasse wie Mais in den Anlagen anteilig zu ersetzen, verändern sich sowohl die absoluten Mengen als auch die Nährstofffrachten der Gärreste.

- e) Hierzu bedarf es einer ökonomischen Bewertung der Verfahrenskette von der Biogaserzeugung aus WD über die Aufbereitung der Gärreste bis zu den Produkten Torfersatzstoff, Düngemittel und Be-
regnungswasser inklusive regionaler Implementation und Übertragbarkeit.

Ziel des Vorhabens ist die Praxiserprobung und Optimierung eines ganzheitlichen Cradle-to-Cradle-Anlagenkonzeptes für BGA, um durch den Einsatz eines speziellen Verfahrens zur Gärrestaufbereitung den klimaschonenden Mehreinsatz von WD in BGA zu erreichen.

Diese Kaskadennutzung ermöglicht einerseits eine Nährstoffrückgewinnung aus Stickstoff- und Phosphor-Düngeprodukten und die Erzeugung von TES für den Gartenbau aus der faserreichen Fraktion.

2 Das Projekt BiToP

2.1 Vorarbeiten

Im Projekt NaProBio, gefördert durch das Niedersächsische Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, haben sich die Partner Landkreis Rotenburg (Wümme) sowie das Niedersachsen Netzwerk Nachwachsende Rohstoffe und Bioökonomie e.V. (3N) sehr unterschiedlichen Fragestellungen zur Biogasproduktion und Gärrestverwertung gewidmet. Eine der „Activities“ beschäftigte sich damit, aus Gärresten verschiedener Biogasanlagen über ein Verfahren der Firma Geltz einen Torfersatzstoff herzustellen, die wissenschaftliche Analytik und die Ergebnisdarstellung über 3N abzubilden und das Material bei der Firma Gramoflor in die Bewertung zu geben sowie in Pflanzenversuchen die praktische Überprüfung darzustellen.

Ergebnisse der ersten Tests mit dem NuTriSep-Verfahren

Die acht verschiedenen Gärreste wurden von der Firma Geltz mithilfe der firmeneigenen NuTriSep-Anlage aufbereitet. Dabei sollten die Gärreste so aufbereitet werden, dass diese im Nachgang für pflanzenbauliche Versuche geeignet sind. Die Ergebnisse der Analysen der potenziellen Torfersatzstoffe sind in Tabelle 1 aufgeführt. Die anschließenden Kulturversuche wurden bei dem Erdenwerk Gramoflor GmbH & Co. KG durchgeführt.

Die untersuchten Chargen sind hinsichtlich der chemischen Eigenschaften für den Einsatz im Bereich der Profisubstrate gut geeignet.

Dennoch muss in weiteren Untersuchungen eine klare Einordnung der zu erwartenden reproduzierbaren Festphasen geschehen und eruiert werden, um zu prüfen, ob ein Erreichen der Zielwerte ökonomisch und ökologisch sinnvoll ist. Im Projekt BiTop wird daher unter anderem dieser Fragestellung nachgegangen.

Tab. 1: Ergebnisse der ersten Untersuchungen im Projekt NaProBio – Grunduntersuchung II (LUFA)

Variante	Vol.-Gew. g/l	pH-Wert	Salzgehalt g/l	Stickstoff mg/l	Phosphat mg/l	Kalium mg/l	Magnesium mg/l	Calcium mg/l
I1	90	3,5	0,48	62	167	88	42	232
I2	80	3,8	0,37	33	111	76	30	130
I3	90	3,7	0,39	29	115	80	37	202
I4	70	3,6	0,45	48	120	76	38	105
I5	60	3,8	0,38	23	69	67	20	93
I6	90	3,5	0,52	51	96	98	44	196
I7	90	3,1	0,61	51	118	52	32	131
I8	90	3,6	0,54	39	126	66	39	140

Die Nährstoffgehalte spielen, wie der pH-Wert, beim Pflanzenwachstum eine entscheidende Rolle.

Die Gärrestaufbereitung durch das NuTriSep-Verfahren hat vielversprechende Ergebnisse gezeigt (Tab. 1). Die ermittelten Salzgehalte und pH-Werte der Ersatzstoffe sind vergleichbar mit denen vom herkömmlichen Torf. Die Nährstoffgehalte weisen bei Phosphat und Kalium eine leichte Erhöhung im Vergleich zu herkömmlichem Torf auf, allerdings ohne nennenswerte Verwendungsdefizite.

Hinsichtlich des Einflusses der eingesetzten Fütterungssubstrate der Biogasanlagen auf den untersuchten Gärrest und die Qualität des daraus produzierten TES konnten keine Rückschlüsse gezogen werden. Durch das NuTriSep-Verfahren können die separierten Gärreste gemäß den Vorversuchen nährstofftechnisch gut entfrachtet werden.

Kulturversuche

Die 8 Testvarianten wurden in einzelnen Versuchen bei der Gramoflor GmbH & Co. KG mit Beimischungsraten von 25 %, 50 %, 75 % und 100 % miteinander verglichen. Um die Testvarianten nicht nur untereinander vergleichen zu können, wurde eine zusätzliche Kontrollvariante basierend auf 100 % Torf eingesetzt.

Die Kulturversuche mussten aus logistischen Gründen zeitversetzt aufgestellt werden. Die Varianten I.6 bis I.8 wurden ca. 5 Wochen später aufgestellt. Durch die zeitlich versetzte Aufstellung können die 8 Gärrestrohstoff-Varianten nur bedingt miteinander verglichen werden. Dennoch lassen sich aus den Ergebnissen einige interessante Erkenntnisse ableiten.

Die in den angesetzten Versuchen verwendeten Kulturpflanzen reagierten unterschiedlich auf die verschiedenen Beimischungsraten des Gärrestrohstoffs. Bei der empfindlichen Kultur Calibrachoa zeigten

sich bereits mit Anteilen von 25 % erste Unterschiede zur Kontrollvariante mit 100 % Torf. Diese Unterschiede wurden mit zunehmenden Anteilen des Gärreststoffs deutlicher (Abb. 1).



Abb. 1: Calibrachoa mit 25 % Gärreststoff im Vergleich mit der Kontrollvariante (© Ulrike Fockenberg Gramoflor)

Für das geringere Wachstum (Abb. 1) können verschiedene Faktoren ursächlich sein. Der pH-Wert beispielsweise stieg mit zunehmenden Gärreststoff-Gehalten während der Kulturzeit merklich an. Dabei lagen die pH-Werte insbesondere bei den Versuchen mit 75 und 100 % deutlich über dem zu Beginn eingestellten pH-Wert von 5,8. Calibrachoa zeigt das stärkste Wachstum bei einem pH-Wert zwischen 4,5 und 5,8. Daher lassen sich die schlechteren Wachstumsergebnisse durch eine nicht passende pH-Entwicklung erklären. Zudem wird vermutlich eine starke Nährstofffixierung stattgefunden haben. Eine Nachdüngung konnte die fehlenden Nährstoffe nicht mehr ausgleichen.

Die Chinakohlpflanzen haben insgesamt deutlich bessere Ergebnisse erzielt. Hier waren die ersten deutlichen Unterschiede erst bei einem Anteil von 75 % Gärreststoff sichtbar (Abb. 2).

Beim Chinakohl waren die zur Verfügung stehenden Nährstoffe vermutlich ebenfalls zu gering. Die Nachdüngung konnte die Unterschiede im Wachstum ebenfalls nicht mehr ausgleichen.



Abb. 2: Übersichtsfoto vom Chinakohl mit 75 % Gärreststoff (© Ulrike Fockenberg (Gramoflor))

Zusammenfassend kann folgendes festgehalten werden:

- Es gibt keine signifikanten Unterschiede zwischen den Gärresten.
- Unterschiedliche Pflanzen reagieren unterschiedlich auf Gärrestbeimischung.
- Weitere Tests mit besserer Nährstoffeinstellung sind notwendig.

2.2 Das Projekt BiToP

Das Projekt umfasst mehrere Arbeitspakete (Abb. 3). Daher wird hier aus Platzgründen nur ein Teil der dezentralen Aufbereitung vorgestellt (AP 4).

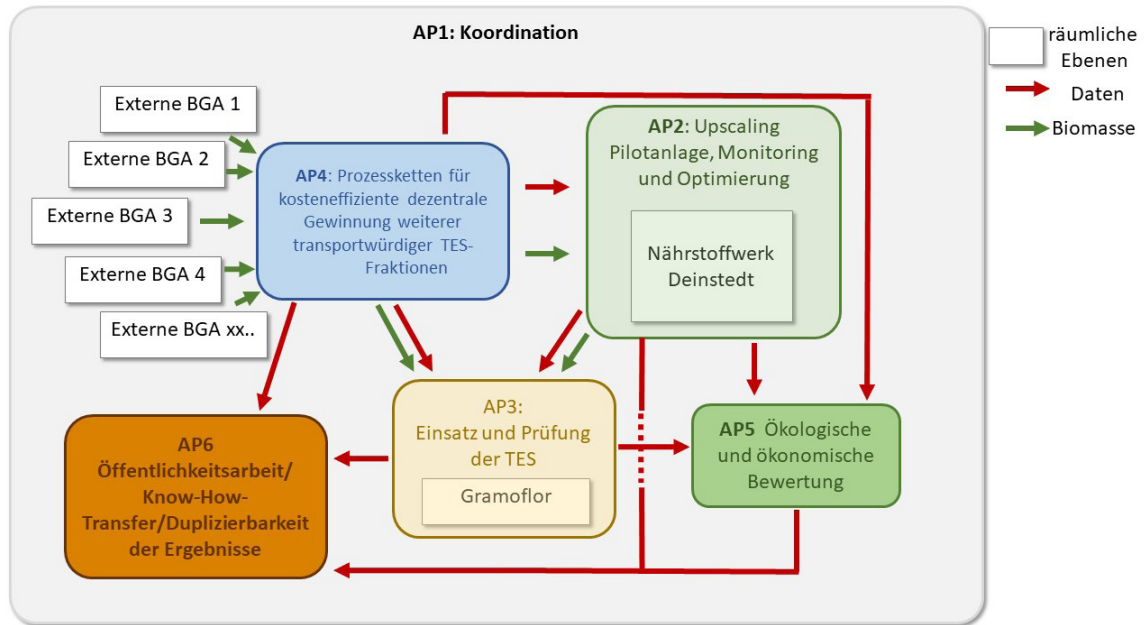


Abb. 3: Projektstruktur BiToP mit Arbeitspaketen (AP) inklusive „Activities“ (© Sascha Hermus (3N))

Insgesamt wurden an zwei Terminen im Frühjahr 2025 mehrere Varianten der dezentralen Aufbereitung der Festphasen von Gärresten durchgeführt.

Die Werte zeigen die Nährstoffgehalte der gewaschenen Festphasen, wobei immer neuer Gärrest zugeführt wurde und das Waschwasser dasselbe blieb. Diese Variante wird vorgestellt, da im Projekt ein sparsamer Umgang mit Ressourcen eine fundamentale Bedeutung hat. Im Verlauf der Versuche hat sich gezeigt, dass eine mehrmalige Behandlung der jeweiligen Festphase notwendig ist, allerdings beim ersten Waschvorgang auch mehrere Chargen Festphase mit demselben Wasser gewaschen werden können. Ein Plateau hinsichtlich der Leitfähigkeit konnte im Diagramm nicht erreicht werden, sodass eine Sättigung mit (Nähr-)Salzen auch nach dem 7. und finalen Waschvorgang nicht erreicht wurde (Abb. 4).

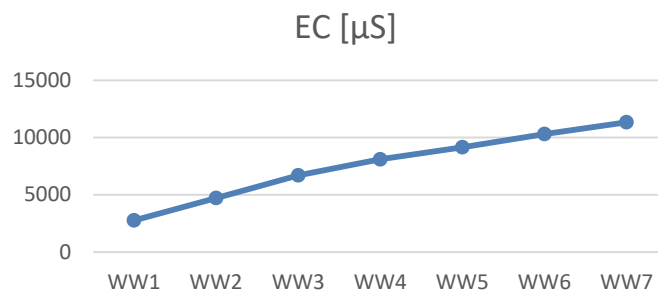


Abb. 4: Leitfähigkeit in μS des Waschwassers

Dem gegenüber stehen die Salz- und NPK-Analysen der Festphasen aus den 7 Waschvorgängen (Abb. 5 bis 8).

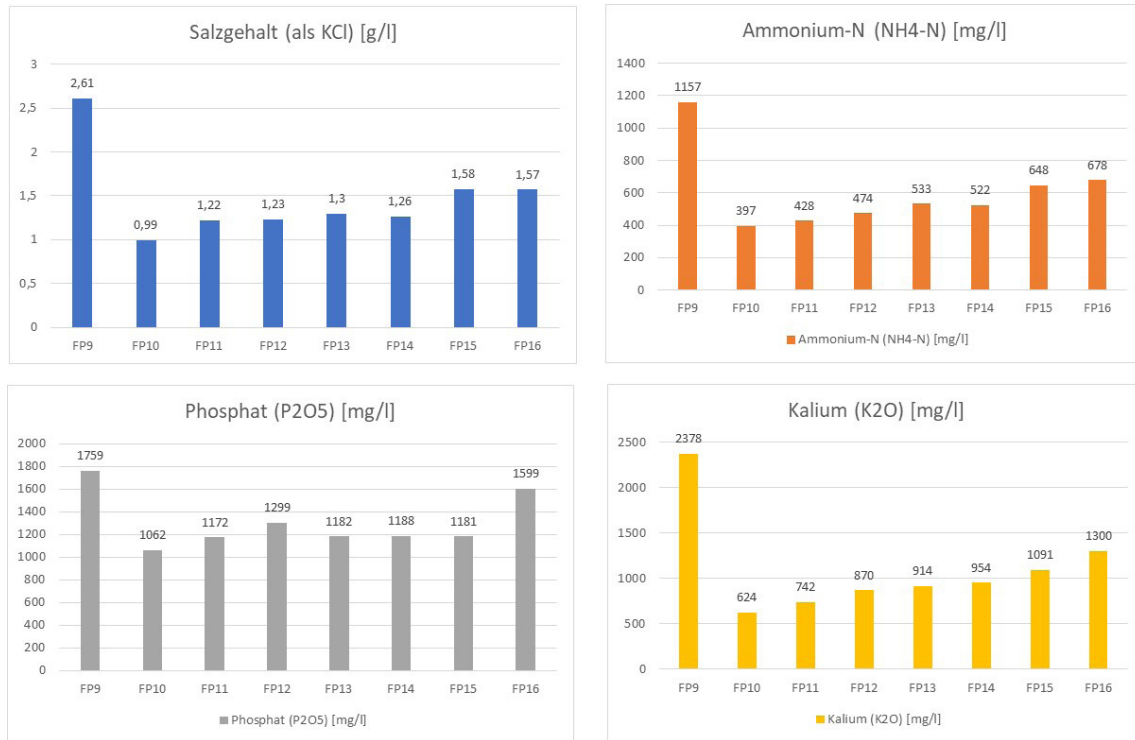


Abb. 5 bis 8: Darstellung der Parameter Salzgehalt (g/L), Ammonium-N (mg/L), Phosphat (mg/L) und Kalium (mg/L) in den beprobten Festphasen nach dem Waschprozess mit gleichbleibendem Waschwasser

Es ist deutlich zu sehen, dass die Gehalte (Salz, NH₄-N und Kalium) stark reduziert werden, aber über die Dauer des Verbleibs des Waschwassers zunehmend weniger entfrachtet werden. Die Abnahme des Phosphatgehalts ist weniger stark als in vorherigen Versuchen und im Vergleich zu den anderen Parametern. Zudem ist die Entfrachtung nicht ausreichend, um die Festphasen als Torfersatz zu gebrauchen.

Eine dezentrale Entfrachtung auf den zuliefernden Biogasanlagen erscheint vor dem Hintergrund der o.g. Ergebnissen als zielführend, da mit geringem Wassereinsatz ein Großteil der Nährstoffe auf der Biogasanlage verbleiben können und der zentrale Prozess zur Torfersatzproduktion entlastet wird.

Literatur

- BMEL (2022): Torffrei gärtnern, Klima schützen Die Torfminderungsstrategie des BMEL. https://www.bmleh.de/SharedDocs/Downloads/DE/Broschueren/torf-minderungsstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=4, Zugriff am 24.07.2025
- BMLEH (2025): Torfverwendung reduzieren – Klima schützen. Artikel vom 26.02.2025, <https://www.bmel.de/DE/themen/landwirtschaft/pflanzenbau/gartenbau/torf.html>, Zugriff am 24.07.2025
- IVG (2025): Produktionsmengen und Absatzzahlen der Substratbranche 2024 konstant – Torfanteil sinkt weiter. 19.3.2025, IVG: Produktionsmengen und Absatzzahlen der Substratbranche 2024 konstant – Torfanteil sinkt weiter – IVG.org, Zugriff am 24.07.2025

Danksagung und Förderhinweis

Vielen Dank an die FNR und das Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat für die Förderung.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Markchancen der preisoptimierten Stromeinspeisung

MARTIN STROBL

1 Einleitung

Insbesondere am Ende der ersten 20-jährigen EEG-Garantievergütungsperiode stellt sich für Biogasanlagenbetreiber die Frage der langfristigen Perspektive und wie tragfähig eine Verlängerung des EEG-Vergütungsanspruchs um weitere 12 Jahre sein kann.

Der Beitrag befasst sich mit der Frage, ob Strom im Allgemeinen und Biogasstrom im Speziellen im Rahmen der Energiewende überhaupt eine Rolle spielt und wie Strom aus Biogas langfristig werthaltig vermarktet werden kann.

2 Energiewende

2.1 Alles aus Strom?

In Abbildung 1 zeigt das Öko-Institut, wie aus Strom Brennstoffe und chemische Grundstoffe entstehen. Mithilfe des Stroms kann Wasser zu Wasserstoff und Sauerstoff gespalten, Kohlen- sowie Stickstoff aus der Luft gewonnen und alles wieder zu verschiedensten Verbindungen synthetisiert werden (engl. Power-to-Chemicals). Die Abbildung zeigt dabei exemplarisch die mögliche Sektorkopplung mit dem Ziel eines vollständig erneuerbaren Energiesystems. Strom ermöglicht darüber hinaus die E-Mobilität (engl. Power-to-Mobility), versorgt die Wärmepumpe (engl. Power-to-Heat) oder lässt auch (grünen) Stahl schmelzen. Mit Strom lassen sich in allen Sektoren die fossilen Energieträger ersetzen (engl. Power-to-X). Regenerativ erzeugter, klimafreundlicher, im Überschuss vorhandener und damit sehr preisgünstiger Strom ist der zentrale Baustein der Energiewende.

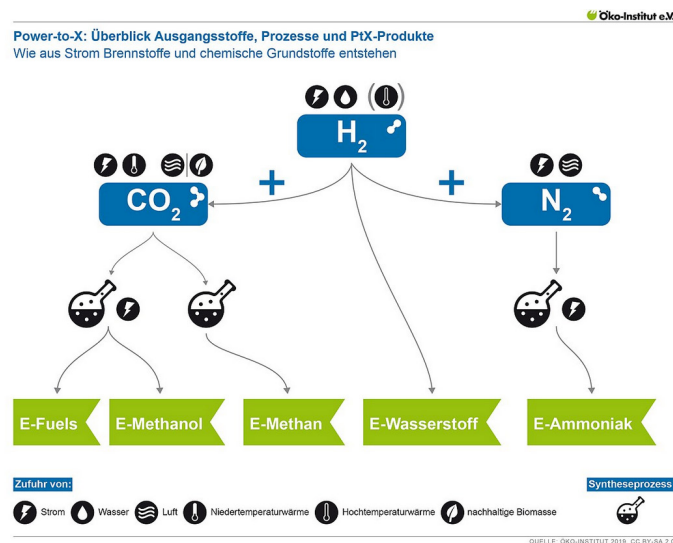


Abb. 1: Power-to-X: Überblick Ausgangsstoffe, Prozesse und PtX-Produkte (ÖKO-Institut 2019)

2.2 Die Rolle von Biogas?

Gemäß § 1 zielt auch das EEG (2025) auf eine treibhausgasneutrale Stromversorgung, die vollständig auf erneuerbare Energien beruht ab. Ergänzend dazu skizziert § 4 EEG mit § 1 WindSeeG (2025) den gewünschten Ausbaupfad der Erzeugungsleistung bis 2045: Im Bereich Solar werden 400 GW, bei Wind auf See 70 GW, bei Wind an Land 160 GW und bei Biomasse 8,4 GW angestrebt. In Abbildung 2 dominieren die Energieträger Solar (gelb) und Wind (blau). Biomasse (grün) scheint nachrangig zu sein. Aus der Perspektive des EEG-Ausbaupfades ist die Rollenverteilung offensichtlich:

- Solar und Wind sind die Massenproduzenten. Die hier geplanten (Über-)Kapazitäten in der Erzeugungsleistung sorgen auch für Zeiten mit weniger Wind und Sonne vor.
- Biogas erhält eine Sonderrolle: Immer, wenn nicht ausreichend Wind- und Solarstrom zur Verfügung stehen, kann Biogas mit gesichert verfügbarer Leistung punkten. Dann akzeptiert der Markt auch höhere Preise für die Kilowattstunde Strom.

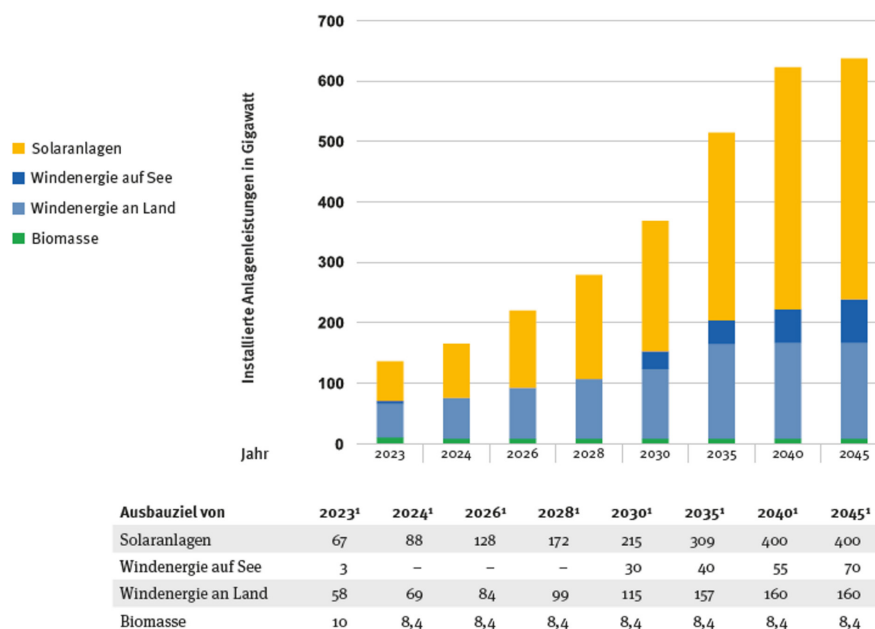


Abb. 2: Ausbaupfad gemäß § 4 EEG sowie § 1 WindSeeG (© M. Strobl)

2.3 Meidet Biogas Solar und Wind?

Das Umweltbundesamt (UBA 2023) zeichnet zur Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger für die Bruttostromerzeugung 2022 das folgende Bild der spezifischen Treibhausgasemissionen (Abb. 3):

- 57 g CO₂e/kWh bei Solar/Photovoltaik
- 10 g CO₂e/kWh bei Wind auf See
- 18 g CO₂e/kWh bei Wind an Land
- 335 g CO₂e/kWh bei Biogas (Standard)
- 4 g CO₂e/kWh bei Biogas (biogener Teil des Abfalls)

Ersetzt eine Kilowattstunde aus „Biogas“ Strom mit einem Bruttovermeidungsfaktor in Höhe von 816 Gramm CO₂-Äquivalent, führt dies zu einer Nettovermeidung von 481 Gramm CO₂-Äquivalent. Verdrängt eine Kilowattstunde aus „Biogas“ hingegen „Wind an Land“, führt dies zu einer Netto-Mehremission von

317 Gramm CO₂-Äquivalent. Der biogene Teil des Abfalls ist wiederum zusammen mit der Wasserkraft als am klimafreundlichsten taxiert und aus der Klimaperspektive immer vorzüglich.

Dies gilt selbsterklärend im direkten Vergleich und „ceteris paribus“. Wirkungsgradverluste zwischen der Erzeugung und dem Verbrauch können das Bild maßgeblich verschieben.

Dennoch lässt sich aus der Perspektive der Klimawirkung feststellen: Biogas meidet Zeiten mit starker Solar- und Windstromerzeugung.

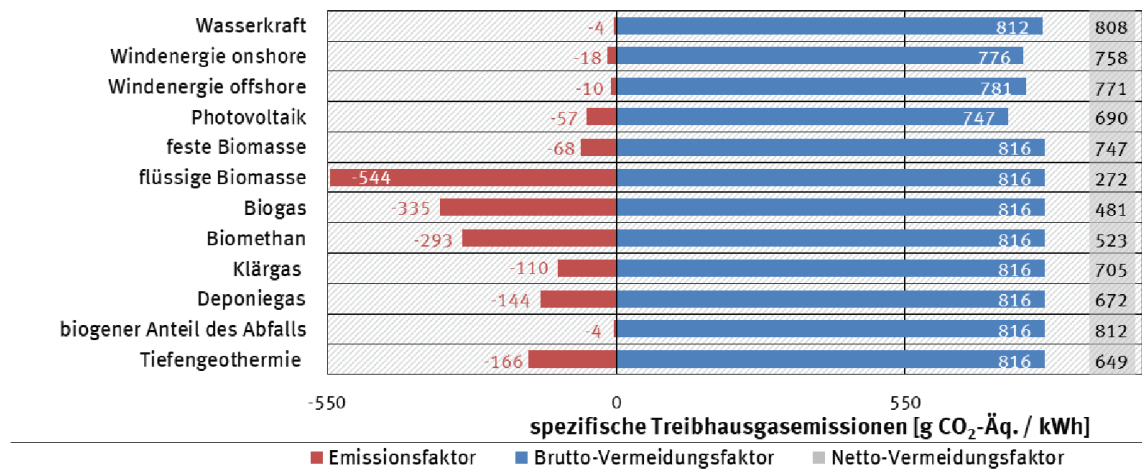


Abb. 3: Spezifische Treibhausgasbilanz der Brutto-Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2022 nach Energieträgern (© UBA)

3 Aktuelle Situation am Strommarkt

Der Strommarkt mit seinen jährlich 8.760 Stundenpreisen und zukünftig 35.040 Viertelstundenpreisen kommt zu einem ähnlichen Ergebnis.

3.1 Dunkelflaute und Hellbrise

Abbildung 4 zeigt im linken Bereich als Heatmap mit 8.784 Pixel den stündlichen Anteil der Solar- und Windstromerzeugung am Stromverbrauch in Deutschland von Januar 2024 bis heute:

- In grau markierten Stunden deckte Wind und Solar kleiner/gleich 20 Prozent des Stromverbrauchs (in diesem Beitrag als Dunkelflaute bezeichnet).
- In blau markierten Stunden lag der Anteil bei 80 Prozent oder höher (in diesem Beitrag als Hellbrise bezeichnet).

Entsprechend dieser Begrifflichkeiten herrschte im Strommarktjahr 2024 von den 8.784 Jahresstunden an 1.779 Stunden eine Dunkelflaute (20,3%) und an 766 Stunden (8,7 %) die Hellbrise. Dabei zeichnen die Hellbrisen von März bis Oktober relativ gut erkennbar das sogenannte „Sonnenjahr“ nach.

3.2 Schwach positive und negative Stundenpreise

Abbildung 4 zeigt im mittleren Bereich als Heatmap, wie insbesondere die Hellbrisen den Stundenpreis ins schwach Positive (≤ 2 Cent je Kilowattstunde, orange eingezeichnet) oder sogar ins Negative (< 0 Cent je

Kilowattstunde, rot eingezeichnet) drücken. Die Stunden mit schwach positivem Preis summieren sich im Marktjahr 2024 auf 1.057 (12,0 %), wovon sogar 457 (5,2 %) negativ waren.

In der Rechtsachse sind die Einzelstunden von 0 bis 24 Uhr aufgezeichnet. Eine Betrachtung der schwach positiven und negativen Preise (orange und rot) zeigt jeweils den „Sonntag“ und damit die Tagesstunden, an denen die Strompreise aufgrund der Solarstromerzeugung stärker unter Druck geraten.



Abb. 4: Heatmaps aller Jahresstunden mit quantifizierten Strommarktchancen in den Jahren 2024 und 2025 nach Monaten (Stand: 09.05.2025) (© M. Strobl)

3.3 Marktrisiko

Für Neuanlagen übernimmt der Gesetzgeber trotz einer Garantievergütung gemäß § 51, 51b EEG nicht mehr das volle Marktrisiko. Im Sinne des EEG werden übrigens auch Bestandsanlagen, die erfolgreich an einer Biomasseausschreibung teilgenommen haben, mit der Zuschlagsannahme zur Neuanlage:

- Bei Erstinbetriebnahme (EIBN) ab 01.01.2016 und ab 500 kW verringert sich gemäß § 51 EEG bei negativen Strompreisen der EEG-Zahlungsanspruch auf null, falls diese negativen Strompreise an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden vorliegen.

- Bei EIBN ab 01.01.2023 und ab 400 kW verringert sich der EEG-Zahlungsanspruch auf null, falls diese negativen Strompreise an mindestens vier aufeinanderfolgenden Stunden vorliegen. Für diese Anlagen verschärft sich diese Regel sukzessive: Im Jahr 2024 erfolgt die Verringerung bereits ab drei, im Jahr 2026 ab zwei aufeinanderfolgenden Stunden mit negativen Preisen. Ab 2027 führt jede Stunde zur Verringerung des Zahlungsanspruchs auf null.
- Bei EIBN ab 21.02.2025 und ab 2 kW erfolgt die Verringerung gemäß § 51 für jede Stunde mit negativem Preis.
- Bei Teilnahme an einer Ausschreibung ab 01.04.2025 verringert sich für Biogasanlagen, die nicht Biomethan einsetzen, der Zahlungsanspruch gemäß § 51b darüber hinaus bereits bei schwach positivem Preis (≤ 2 Cent) auf null.

Durch die Verschneidung der Stromeinspeisung nach SMARD-Biomasse (SMARD 2025) in der Region Deutschland mit den stündlichen Strompreisen (SMARD 2025) kann der Anteil der Stromerzeugung bei negativen und schwach positiven Strompreisen sowie der effektive Verlust an EEG-Zahlungsanspruch berechnet werden. Für eine Neuanlage mit EIBN ab 01.01.2023, ab 400 kW und mit Einspeisemuster Grundlast verringert sich im Jahr 2024 in folgender Höhe ihr EEG-Zahlungsanspruch (alle Zahlen je Kilowattstunde, Abb. 5):

- Anzulegender Wert bei 14 Cent $\Rightarrow$ EEG-Marktprämienverlust in Höhe von 0,29 Cent (2023: 0,13)
- Anzulegender Wert bei 16 Cent $\Rightarrow$ EEG-Marktprämienverlust in Höhe von 0,38 Cent (2023: 0,19)
- Anzulegender Wert bei 18 Cent $\Rightarrow$ EEG-Marktprämienverlust in Höhe von 0,47 Cent (2023: 0,25)
- Anzulegender Wert bei 20 Cent $\Rightarrow$ EEG-Marktprämienverlust in Höhe von 0,57 Cent (2023: 0,31)

Mit Einspeisemuster strompreisoptimal, täglich 12/24 verliert diese Biogasanlage im Jahr 2024 auf deutlich niedrigerem Niveau anteilig ihren Zahlungsanspruch (alle Zahlen je Kilowattstunde):

- Anzulegender Wert bei 18 Cent $\Rightarrow$ EEG-Marktprämienverlust in Höhe von 0,03 Cent (2023: 0,04)
- Anzulegender Wert bei 20 Cent $\Rightarrow$ EEG-Marktprämienverlust in Höhe von 0,03 Cent (2023: 0,06)

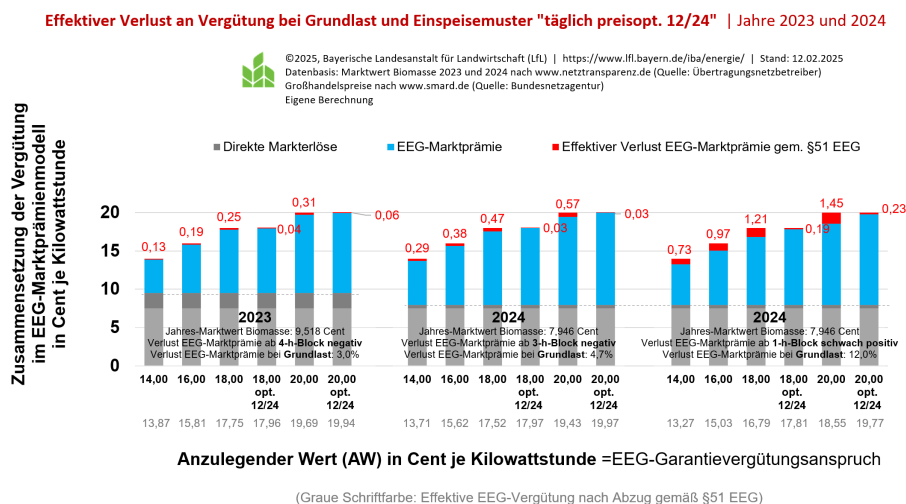


Abb. 5: Effektiver Verlust an EEG-Vergütung gemäß § 51 in Abhängigkeit der Höhe des Garantievergütungsanspruchs bei Grundlast sowie bei täglich 12/24 preisoptimaler Fahrweise für die Jahre 2023 und 2024 (© M. Strobl)

3.4 Marktchancen

Für Biogasanlagen, die konsequent die schwach positiven und negativen Preisen meiden, spielt die Verringerung des Zahlungsanspruchs keine Rolle. Diese Anlagen können sich auf die Marktchancen konzentrieren.

Selbst Biogasanlagen ohne Einspeiseflexibilität können einen höheren Marktwert für den eingespeisten Strom erwirtschaften (Abb. 6):

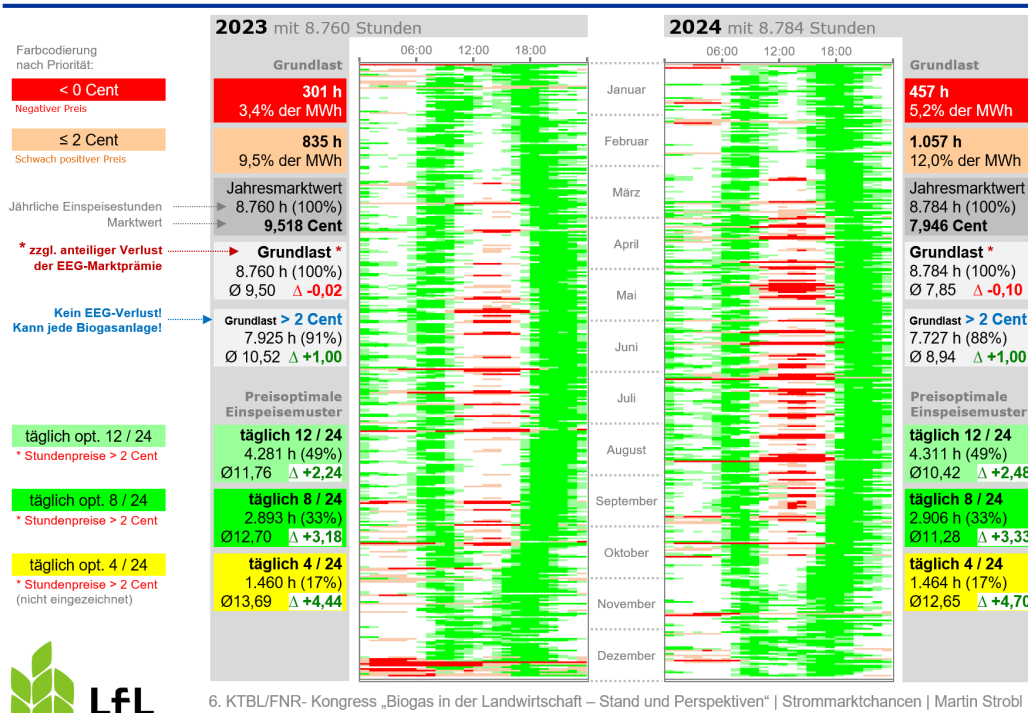
- Meidet eine Biogasanlage in Grundlastfahrweise im Jahr 2024 lediglich die 457 negativen Stunden, erwirtschaftet sie einen um 0,4 Cent höheren Marktwert.
- Meidet eine Biogasanlage in Grundlastfahrweise im Jahr 2024 lediglich die 1.057 schwach positiven Stunden, erwirtschaftet sie einen um 1,0 Cent höheren Marktwert.

Die möglichen Mehrerlöse bei preisoptimaler einspeisenden Biogasanlagen liegen im Jahr 2024 deutlich darüber:

- +2,48 Cent je Kilowattstunde bei täglich preisoptimaler Einspeisung 12/24 (2023: 2,24 Cent)
- +3,33 Cent je Kilowattstunde bei täglich preisoptimaler Einspeisung 8/24 (2023: 3,18 Cent)
- +4,70 Cent je Kilowattstunde bei täglich preisoptimaler Einspeisung 4/24 (2023: 4,44 Cent)

Der Zeitpunkt der Stromeinspeisung und damit die Fahrweise bestimmt die effektive Höhe der Stromvergütung: Führt eine Biogasanlage mit EIBN 01.01.2024 und einem Vergütungsanspruch in Höhe von 18 Cent im Jahr 2024 in Grundlast, beträgt ihre EEG-Vergütung effektiv 17,52 Cent je Kilowattstunde, fährt sie täglich preisoptimal 8/24 und meidet zusätzlich alle negativen Stundenpreise, wird sie effektiv mit 21,18 Cent vergütet.

Marktwert bei preisoptimaler Fahrweise + Meiden aller schwach positiven Stunden ≤ 2 Cent
Kalenderjahre 2023 und 2024



6. KTBL/FNR- Kongress „Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven“ | Strommarktchancen | Martin Strobl

09. September 2025

Institut für Agrarökonomie

Abb. 6: Marktwert und maximal mögliche Mehrerlöse bei preisoptimierter Fahrweise in den Jahren 2023 und 2024 (© M. Strobl)

4 Fazit

Strom ist ein zentraler Baustein der Energiewende. Das Produkt Strom bietet daher auch langfristig einen Zugang zu verschiedensten Marktplätzen und aus betriebswirtschaftlicher Sicht relevante Marktchancen.

Ein Rückblick auf den Strommarkt zeigt den häufigen Preisdruck durch sogenannte Hellbrisen. Je höher der Preisdruck durch Hellbrisen ist, desto größer sind die Marktchancen für die preisoptimierte Stromeinspeisung.

Die Stromeinspeisung in Grundlastfahrweise führt nicht nur zu niedrigen Marktwerten, sondern gemäß § 51, 51b EEG auch zu einer relevanten Verringerung des EEG-Zahlungsanspruchs. Dieses Marktrisiko lässt sich durch Fahrplangestaltung vermeiden.

Für Strom aus Biogas gelten im Jahr 2024 daher zwei Marktregeln:

- Priorität 1: Meide die negativen und schwach positiven Stunden
- Priorität 2: Suche die preisoptimalen Stunden (= nutze die vorhandene Einspeiseflexibilität)

Biogasanlagen, welche konsequent die Stromeinspeisung bei schwach positiven und negativen Preisen vermeiden, sind nicht von der Verringerung des EEG-Zahlungsanspruchs betroffen und können den Marktwert für den eingespeisten Strom erhöhen.

Biogasanlagen, die täglich zu den 12 besten der 24 Tagesstunden einspeisen, können Mehrerlöse in Höhe von 2,19 (2023) oder 2,39 (2024) Cent je Kilowattstunde erwirtschaften. Bei höherer Flexibilität sind höhere Mehrerlöse je Kilowattstunde möglich.

Allgemein lässt sich festhalten: Die klimaorientierte, markt- und EEG-konforme Biogasanlage vermeidet die Stromeinspeisung zu Zeiten mit viel Sonne oder Wind und sucht die preisoptimalen Stunden am Strommarkt. Diese Verhaltensweise gibt der Anlage eine langfristige Zukunftsperspektive.

Literatur

EEG (2025): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG). Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Februar 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 52) geändert worden ist

ÖKO-Institut (2019): Überblick über verschiedene Ausgangsstoffe, Prozesse und Produkte von PtX-Anwendungen. https://de.wikipedia.org/wiki/Power-to-X#/media/Datei:Power-to-X._Überblick_Ausgangsstoffe,_Prozesse_und_PtX-Produkte.jpg, Zugriff am 10.05.2025

SMARD (2025): SMARD-Strommarktdaten-Plattform der Bundesnetzagentur. <https://www.smard.de/>, Zugriff am 10.05.2025

UBA (2023): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2022. Climate Change 49, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/20231219_49_2023_cc_emissionsbilanz_erneuerbarer_energien_2022_bf.pdf, Zugriff am 10.05.2025

WindSeeG (2025): Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz – WindSeeG). Windenergie-auf-See-Gesetz vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2310), das zuletzt durch Artikel 44 des Gesetzes vom 23. Oktober 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 323) geändert worden ist

ÜNB (2025): Amtliche Marktwerte gemäß Anlage 1 (zu § 23a EEG) Nr. 5.2. der deutschen Übergangsnetzbetreiber. <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/Marktprämie/Marktwertübersicht>, Zugriff am 10.05.2025

Fütterungsmanagement für flexible Biogasanlagen im Praxisbetrieb (FlexApp)

MANUEL WINKLER, ERIC MAUKY, ANNEMARIE KRONHARDT, FRANCISCO MORENO-MORA, JULIUS FRONTZEK, STEFAN STREIF, SÖREN WEINRICH

1 Einleitung

Im Kontext steigender fluktuierender Stromeinspeisung aus erneuerbaren Wind- und Solarkraftanlagen kommt bedarfsgerechten Regel- und Speicherlösungen eine immer größere Bedeutung zu. Photovoltaik- und Windkraftanlagen können große Strommengen zu niedrigen Preisen erzeugen, jedoch nicht bedarfsgerecht geregelt werden und tragen daher nur eingeschränkt zur Netzstabilisierung bei. Hier können Biogasanlagen (BGA) mit der deutschlandweit verfügbaren elektrischen Leistung der installierten Blockheizkraftwerke (BHKW) von rund 6,5 GW (Rensberg et al. 2023) einen wichtigen Beitrag leisten. Durch die flexible Bereitstellung und Speicherung von Biogas sind sie grundsätzlich in der Lage, Regelernergie bereitzustellen, Erzeugungslücken zu schließen und somit das Stromnetz zu stabilisieren. Neben dem Zubau zusätzlicher Biogasspeicherkapazitäten ermöglicht es die bedarfsorientierte Biogasbereitstellung durch flexible Substratbeschickung auch Anlagen mit geringen Gasspeicherkapazitäten an der Direktvermarktung teilzunehmen (Theuerl et al. 2017). Voraussetzung dafür sind einerseits eine geeignete Mess- und Automatisierungstechnik zur kontinuierlichen Online-Überwachung der biologischen Vergärungsprozesse, andererseits modellbasierte Regelungsalgorithmen, um Substratpotenziale und Gasspeicherkapazitäten optimal auszunutzen und eine flexible, netzdienliche Fahrweise sicherzustellen.

In unterschiedlichen Forschungsvorhaben (z.B. RegEnFlx, FKZ 100143221, EFRE oder OptiFlex, FKZ 22401717, BMEL) und Veröffentlichungen (Mulat et al. 2016, Mauky 2018) konnte gezeigt werden, dass die flexible Substratbeschickung von Biogasanlagen sowohl im Labor- als auch im Pilotmaßstab durchführbar ist und keine negativen Auswirkungen auf die anaerobe Prozessbiologie zu erwarten sind. Diese Untersuchungen waren jedoch stets auf Forschungsanlagen beschränkt, welche mit einer umfangreichen Mess-, Steuer- und Regelungstechnik ausgestattet sind. Auch ist die personelle Betreuungskapazität gegenüber Praxisanlagen deutlich erhöht, sodass die Übertragbarkeit der Forschungsergebnisse in den Praxisbetrieb bislang nicht eindeutig nachgewiesen werden konnte.

Im aktuellen Forschungsvorhaben „Fütterungsmanagement für flexible Biogasanlagen im Praxisbetrieb“ (FlexApp) haben sich die Verbundpartner (DBFZ und TU Chemnitz) zum Ziel gesetzt, modellbasierte Regelungsalgorithmen für großtechnische Praxisanlagen weiterzuentwickeln und deren Funktionsfähigkeit im regulären Anlagenbetrieb zu evaluieren. Neben den technischen Forschungsfragen zur robusten Prozessregelung sollen dabei auch die Mehrerlöse gegenüber den etablierten Betriebsvarianten bei konstanter Beschickung und quasi-stationärem Anlagenbetrieb unter Berücksichtigung der zusätzlichen Arbeitsstunden und Investitionen dargestellt werden.

2 Vorgehensweise und Methoden

Zum Projektbeginn wurden die konkreten Rahmenbedingungen und praxisnahen Anforderungen für eine automatisierte bzw. modellbasierte Prozessregelung definiert. Um einen vielseitigen Einsatz der zu entwickelnden Regelungskonzepte zu ermöglichen, wurden dabei repräsentative Biogasanlagen mit einem Mindestmaß an Mess- und Steuerungstechnik aus dem deutschen Anlagenbestand berücksichtigt. Neben einer automatisierten und flexiblen Substratzufuhr sowie der umfangreichen Datenspeicherung der verfügbaren Sensor- und Betriebsdaten wurde eine Biogasanlage mit Vor-Ort-Verstromung gesucht, welche an der Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie innerhalb des Gesetzes für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG) teilnimmt.

Für die projektspezifischen Praxisversuche wurde die Biogasanlage Groß Grabenstedt der biogeen GmbH ausgewählt. Die installierte elektrische Leistung beträgt insgesamt 1.752 kW, welche sich aus der elektrischen Leistung des Grundlast-BHKWs mit 549 kW und eines Flex-BHKWs mit 1.203 kW zusammensetzt. Bei einer elektrischen Bemessungsleistung von 498 kW ergibt sich somit eine Überbauungsgrad von 3,52. Die Anlage wird hauptsächlich mit Maissilage, Getreideganzpflanzensilage und Rindergülle beschickt. Der Hauptfermenter mit einem aktiven Reaktionsvolumen von 2.560 m³ wird bei mesophilen Prozesstemperaturen betrieben. Zusätzlich besitzt die Anlage zwei unbeheizte Endlager mit 2.890 bzw. 4.130 m³ Flüssigvolumen. In Summe sind Gasspeicherkapazitäten von 5.600 m³ vorhanden, was einer mittleren Pufferdauer des durchschnittlich produzierten Biogases von ca. 19 Stunden entspricht. Als relevante Online-Messgrößen werden neben den Fütterungsmengen lediglich der Biogasvolumenstrom und -zusammensetzung vor dem BHKW sowie die zeitabhängigen Gasspeicherfüllstände kontinuierlich erfasst. Zusätzliche Laboranalysen zum organischen Trockensubstanzgehalt (oTS), pH-Wert oder Gasbildungspotenzial (Batchtest) sowie zur detaillierten Konzentration flüchtiger organische Säuren oder der Nährstoffzusammensetzung der Substrate und Gärmedien werden in regelmäßigen Abständen durch das DBFZ durchgeführt.

Für die Erstellung einer modellbasierten Prozessregelung müssen Messdaten aus unterschiedlichen Quellen zusammengeführt und mit den entsprechenden Berechnungsmethoden zur modellbasierten Prozesssimulation- und Regelung (einschließlich Strompreisprognose) verknüpft werden (Abb. 1).

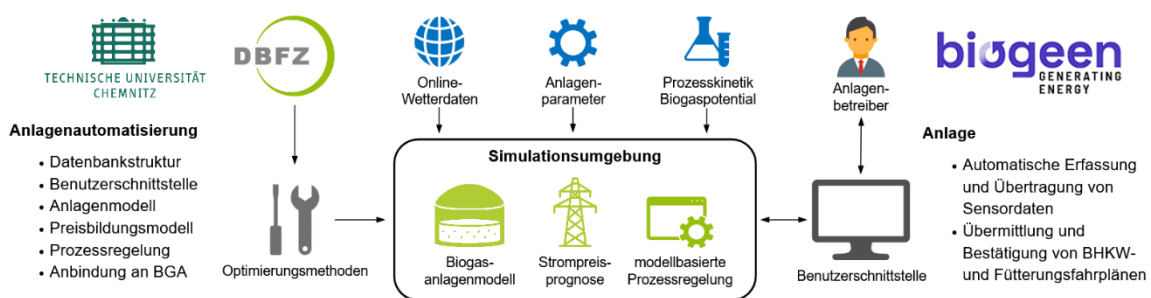


Abb. 1: Konzept einer modellbasierten Prozessregelung zur bedarfsgerechten Biogasproduktion (© DBFZ 2025)

Für die Erstellung eines praxisnahen Biogasanlagenmodells wurden vereinfachte Modellstrukturen auf Basis des etablierten Anaerobic Digestion Model No. 1 (ADM1) verwendet (Weinrich und Nelles 2021). Zusätzlich wurden praxisnahe Reaktionsmodelle (Fraktionsmodelle) auf Basis unterschiedlich schnell abbaubarer Substratbestandteile auf Basis einer Reaktion erster Ordnung (Weinrich et al. 2022) weiterentwickelt. Die erforderlichen Eingangskonzentrationen der eingesetzten Substrate stammen aus den

begleitenden Laboranalysen und Erfahrungswerten des DBFZ. Betriebs- und prozessspezifische Modellparameter werden sowohl anhand der verfügbaren Sensordaten der großtechnischen Biogasanlage als auch auf Basis diskontinuierlicher Laborversuche (Batchtests) über geeignete Identifikationsverfahren geschätzt und regelmäßig aktualisiert.

Einen weiteren integralen Bestandteil der Prozessregelung stellen Prognosen der zu erwartenden Strompreise an der Strombörse EPEX Spot SE dar. Um den dynamischen Verlauf der stündlichen Strompreise im Detail abzubilden bzw. vorherzusagen, wurden geeignete rekurrente neuronale Netze (RNN) auf Basis von Long-Short-Term-Memory(LSTM)-Zellen implementiert (Wagner et al. 2022). Als preisbestimmende Eingangsdaten werden dafür insbesondere Wetterdaten zur Lufttemperatur, Wind (Geschwindigkeit und Richtung) sowie Globalstrahlung über das Open Data Portal des Deutschen Wetterdienstes (DWD) abgerufen. Für eine realitätsnahe Vorhersage der stündlichen Strompreise der nächsten Tage wurden unterschiedliche Netzstrukturen (Anzahl an Schichten und Neuronen) und Optimierungsverfahren zur Identifikation der unbekannten Modellparameter (Gewichte) evaluiert.

Auf Basis einer praxisnahen Modellvereinfachung (ADM1-R3) des ursprünglichen ADM1 wurde eine modellprädiktive Regelung (Model Predictive Control, MPC) entwickelt. Für eine systemtheoretische Untersuchung des Modells bezüglich seiner Steuerbarkeit und Beobachtbarkeit wurde die verfahrenstechnische Modellstruktur in eine regelungstechnische Darstellung überführt und weiter vereinfacht. Zudem wurde das Fermentermodell um einen Gasspeicher und für die Verwendung der Python-Bibliothek do-mpc (Fiedler et al. 2023) angepasst. Die resultierende Steuerung der Beschickungsmengen und BHKW-Schaltzeiten erfolgt auf Basis einer Kostenfunktion, die unter Einbezug von Strompreisprognosen den Methanverbrauch und die Fütterung so optimiert, dass hohe Strompreise maximal genutzt werden, wobei Einschränkungen wie Gasspeicherkapazität und BHKW-Leistung berücksichtigt werden.

Zentrale Aufgabe im Forschungsvorhaben ist es, die unterschiedlichen Modellierungs- und Regelungsverfahren in eine geeignete Programmstruktur einzubetten, sodass die entwickelten Algorithmen prozessbegleitend ausgeführt werden können. Dabei ist die Software so weit zu automatisieren, dass sie weitestgehend ohne menschlichen Eingriff lauffähig ist. Somit wurden einzelne Schnittstellen zur Übertragung der unterschiedlichen Messdaten und Berechnungsergebnisse entwickelt (Abb. 2).

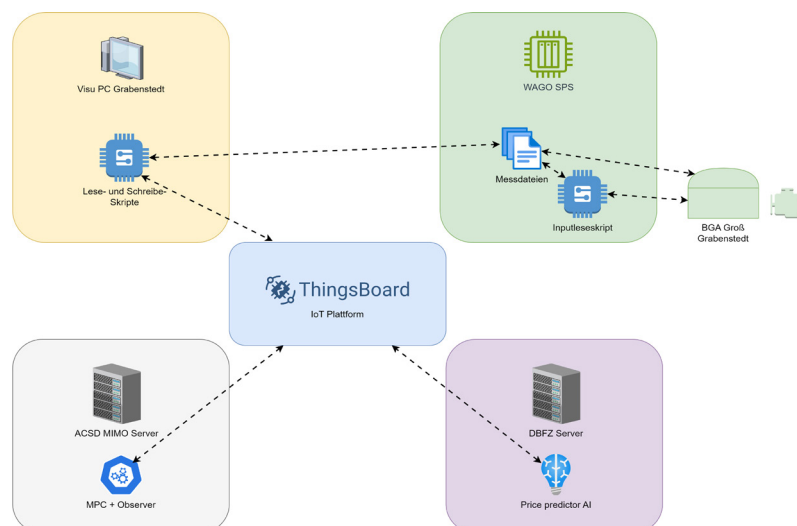


Abb. 2: Kommunikationsarchitektur zwischen Biogasanlage, TU Chemnitz und DBFZ (© TUC 2024)

Damit ist es möglich, sowohl die online verfügbaren Sensordaten automatisiert abzurufen als auch die optimierten Soll-Werte der Beschickung und des BHKW-Betriebs an die Anlagensteuerung zu übermitteln. Die resultierende Kommunikationsarchitektur bildet die Grundlage für den Demonstrationsbetrieb der modellbasierte Prozessregelung.

3 Bisherige Versuche und Ergebnisse

Im bisherigen Projektverlauf wurden die vielfältigen Berechnungsverfahren zur modellbasierten Prozessführung für den konkreten Anwendungsfall an der Biogasanlage Groß Grabenstedt angepasst und weiterentwickelt. Neben den Sensordaten wurden wöchentliche Probenahmen der Substrate und Gärmedien durch das Anlagenpersonal durchgeführt und im Biogaslabor am DBFZ untersucht.

Als Grundlage für eine belastbare Prozessregelung wurden die unterschiedlichen Modellstrukturen (ADM1-R3 und Fraktionsmodell) auf Basis der verfügbaren Messdaten ausgewertet. Dabei zeigt sich, dass beide Modellansätze die kumulative Methanproduktion der diskontinuierlichen Laborversuche (Batchtest) mit hoher Genauigkeit ($R^2 > 0,95$) abbilden. Eine direkte Übertragung der identifizierten Modellparameter (Biogaspotenzial und Abbaukinetik) auf den kontinuierlichen Betrieb der großtechnischen Demonstrationsanlage ist jedoch nicht möglich, sodass die Modellparameter erneut auf Basis der verfügbaren Sensordaten im Praxisbetrieb angepasst wurden. Grundsätzlich sind die Modelle dabei in der Lage den dynamischen Verlauf des Gasspeicherfüllstands im Hauptfermenter im Mittel abzubilden (Abb. 3).

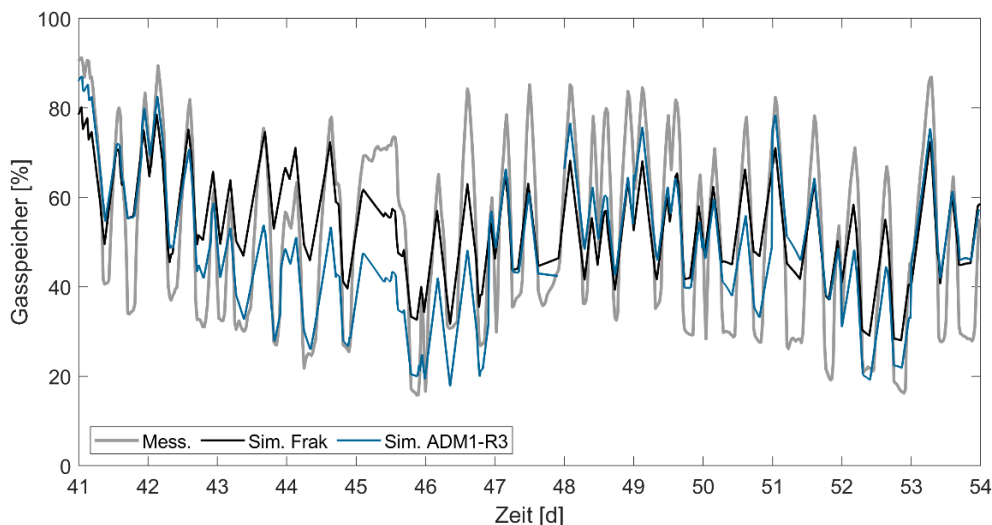


Abb. 3: Gemessene und simulierte Gasspeicherfüllstandsverläufe der großtechnischen Biogasanlage (© DBFZ 2025)

Dennoch können einzelne Extremwerte mitunter nicht im Detail beschrieben werden. Durch die verfügbare Messtechnik (Seilzugmessverfahren) ist dabei zu berücksichtigen, dass insbesondere die Messwerte bei niedrigen Gasspeicherfüllständen ($< 40\%$) nur geringe Aussagekraft besitzen und in diesen Bereichen mit hohen Messunsicherheiten zu rechnen ist (Stur et al. 2022). Zusätzlich zeigen die Ergebnisse, dass im aktuellen Praxisbetrieb nur ca. 60 % (20 bis 80 % Füllstand) der Gasspeicherkapazität ausgenutzt wird. Durch automatisierte und robuste Regelungskonzepte können hier weitere Potenziale zur Prozessflexibilisierung ausgenutzt werden.

Simulative Untersuchungen belegen, dass die modellprädiktive Prozessregelung in die Echtzeitsteuerung überführt werden kann und sich flexibel an die konkreten Anforderungen im regulären Praxisbetrieb anpassen lässt. Für die Zustandsüberwachung wurde ein Softsensor konzipiert, der lediglich auf den verfügbaren Sensordaten basiert, da Laboranalysen in der üblichen Betriebspraxis nur unregelmäßig zur Verfügung stehen. Auch hier zeigt sich, dass die geringe Anzahl an Messgrößen (Gasspeicherfüllstände und Gaszusammensetzung vor dem BHKW) einen starken Einfluss auf die Aussagekraft des Softsensors besitzt. Die vollständige Beobachtbarkeit des Modells konnte somit bislang nicht nachgewiesen werden. Erste Simulationsstudien mit einem Moving-Horizon-Estimation(MHE)-Algorithmus zeigen für einige Zustände gute Konvergenz, erfordern jedoch weiterhin aufwendiges Tuning und eine verlässliche Modellparametrisierung.

Im Rahmen der ersten Demonstrationsversuche zur flexiblen Fütterung an der großtechnischen Praxisanlage konnte die entwickelte Kommunikationsarchitektur (Abb. 2) erfolgreich getestet werden. Dabei wurden die zuzuführenden Frischmassen der Substrate und des Rezirkulats vorgegeben. Über das Things-Board der TU Chemnitz und nach Freigabe durch die Anlagenbetreiber wurden die Soll-Werte an die SPS der Biogasanlage übertragen und dort umgesetzt. Es konnten flexible Fütterungskonzepte über mehrere Tage umgesetzt werden, ohne den stabilen Anlagenbetrieb zu beeinträchtigen. Die Frischmassen waren einerseits am typischen EPEX-Preisverlauf orientiert, andererseits an den technischen Beschränkungen der vorhandenen Einbringtechnik ausgerichtet. Aufgrund der weitestgehend automatisierten Programme und Abläufe entstand kein zusätzlicher Mehraufwand für den Anlagenbetreiber.

Grundsätzlich zeigt sich einmal mehr die Wichtigkeit, präzise und qualitativ hochwertige Messdaten zu erfassen und in geeigneten Datenbanken zu archivieren und nutzbar zu machen. Da im Gegensatz zu Labor-, Pilot- und Forschungsbiogasanlagen keine Messung des Biogasvolumenstroms am Fermenterausgang erfolgt, kommt der dynamischen Messung des Gasspeicherfüllstands eine umso größere Bedeutung zu. Zusätzlich sind weitere Messgrößen einzelner Zwischenprodukte (Essigsäurekonzentration) oder Prozessindikatoren (pH-Wert) als Grundlage für eine verbesserte Prozesssimulation, Zustandsschätzung und Prozessregelung erforderlich.

4 Fazit und Ausblick

Die bisherigen Projektergebnisse zeigen, dass sich die erforderlichen Methoden zur modellbasierten Prozessregelung auch in die technische Infrastruktur einer großtechnischen Biogasanlage integrieren lassen. So konnten bereits flexible Beschickungspläne im regulären Anlagenbetrieb per Fernzugriff erfolgreich durchgeführt und überwacht werden. Zusätzliche Modelluntersuchungen und Simulationsergebnisse bestätigen die grundsätzliche Funktionsweise der implementierten Methoden zur Prozessmodellierung und -regelung. Dabei stellt die Anzahl und Qualität der verfügbaren Sensordaten (Gasspeicherfüllstände und Gaszusammensetzung vor dem BHKW) und Laboranalysen (TS, oTS, pH-Wert sowie Nährstoff- und Säurekonzentrationen) der verwendeten Substrate und Gärmedien die größte Herausforderung für eine vollautomatisierte Zustandsüberwachung und Prozessregelung dar. Im Rahmen der verbleibenden Demonstrationsversuche wird somit insbesondere die Vorhersagegenauigkeit und Aussagekraft der modellbasierten Regelungsstrategie auf Basis der begrenzten Messdaten im kontinuierlichen Praxisbetrieb evaluiert. Im Zuge einer techno-ökonomischen Bewertung sollen Mehraufwand und Mehrerlös der flexiblen Fahrweise transparent gegenübergestellt und kritisch diskutiert werden. Für einen langfristigen Einsatz modellbasierter Automatisierungskonzepte sind dabei auch die rechtlichen und sicherheitsrelevanten Anforderungen zu berücksichtigen.

Literatur

- Fiedler, F.; Karg, B.; Lüken, L.; Brandner, D.; Heinlein, M.; Brabender, F.; Lucia, S. (2023): do-mpc: Towards FAIR nonlinear and robust model predictive control. *Control Engineering Practice* 140, doi 10.1016/j.conengprac.2023.105676
- Mauky, E. (2018): A model-based control concept for a demand-driven biogas production. Dissertation, Universität Rostock, doi 10.18453/rosdok_id00002443
- Mulat, D. G.; Jacobi, H. F.; Feilberg, A.; Adamsen, A. P. S.; Richnow, H.-H.; Nikolausz, M. (2016): Changing Feeding Regimes to Demonstrate Flexible Biogas Production. Effects on Process Performance, Microbial Community Structure, and Methanogenesis Pathways. *Applied and Environmental Microbiology* 82, pp. 438–449, doi. 10.1128/AEM.02320-15
- Rensberg, N.; Denysenko, V.; Daniel-Gromke, J. (2023): Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland: Report zum Anlagenbestand Biogas und Biomethan. DBFZ-Report 50, Leipzig, DBFZ
- Stur, M.; Pohl, M.; Krebs, C.; Mauky, E. (2022): Charakterisierung von Biogasspeichern: Einflüsse und Methodenvergleich. *Landtechnik* 77(1), S. 21–46, doi 10.15150/lt.2022.3274
- Theuerl, S.; Herrmann, C.; Heiermann, M.; Grundmann, P.; Landwehr, N.; Kreidenweis, U.; Prochnow, A. (2017): The Future Agricultural Biogas Plant in Germany: A Vision. *Energies* 12, doi 10.3390/en12030396
- Wagner, A.; Ramentol, E.; Schirra, F.; Michaeli, H. (2022): Short- and long-term forecasting of electricity prices using embedding of calendar information in neural networks. *Journal of Commodity Markets* 28, doi 10.1016/j.jcomm.2022.100246
- Weinrich, S.; Delory, F.; Astals, S.; Koch, K.; Hafner, S. D. (2022): Simple kinetic models for clear comparison of anaerobic digestion at different scales and operating conditions. Vortrag bei der 17th IWA World Conference on Anaerobic Digestion, Ann Arbor, USA, Juni 2022
- Weinrich, S.; Nelles, M. (2021): Systematic simplification of the Anaerobic Digestion Model No. 1 (ADM1) – Model development and stoichiometric analysis. *Bioresource Technology* 333, doi 10.1016/j.biortech.2021.125124

Förderhinweis

Die Untersuchungen erfolgten im Rahmen des Verbundvorhabens FlexApp (FKZ: 2221NR043A, 2221NR043B, FNR/BMEL). Zusätzlich fließen aktuelle Ergebnisse der Nachwuchsforschergruppe BioSim (FKZ: 2219NR333, FNR/BMEL) in das Forschungsvorhaben mit ein.

Bioökonomische Ansätze in Kombination mit Biogaserzeugung – gekoppelte Faser- und Biogasnutzung

BENEDIKT HÜLSEMANN, HANS OECHSNER, MARIAN BAUMGART, LEONHARD LENZ,
FABIAN ORTH, GREGOR SAILER

1 Einleitung

Die Biogasbranche ist mit dem Auslaufen der ersten Förderperiode des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes auf der Suchen nach zukünftigen Wertschöpfungsoptionen, um den Weiterbetrieb von Biogasanlagen auch in Zukunft wirtschaftlich zu gestalten. Inwieweit eine Vermarktungsoption sinnvoll ist, ist dabei sehr standortspezifisch, weshalb sich die Biogasbranche in Zukunft diverser als bisher aufstellen wird.

Zusätzlich sorgen verringerte Erlöse aus der reinen Stromerzeugung aus Energiepflanzen und die politische Vorgabe, den Energiemaisanbau zu senken, dazu, verstärkt Nebenprodukte und Reststoffe zu nutzen. Reststoffe sind jedoch deutlich schwerer zu vergären als herkömmliche Substrate, wie z. B. Maissilage, da sie deutlich höhere Anteile an Lignocellulose besitzen. Es ist daher ratsam, Reststoffe vor dem Einsatz in einer Biogasanlage aufzubereiten.

Die Aufbereitung kann physikalisch, chemisch, biologisch oder thermochemisch erfolgen.

Im Rahmen einiger Forschungsprojekte wurden an der Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie der Universität Hohenheim physikalische Aufbereitungstechniken, ein Querstromzerspaner und eine Kugelmühle, untersucht. Die Versuche zeigten das erhebliche Potenzial der Aufbereitungstechniken, die Vergärung von Reststoffen – insbesondere von Pferdemist – wirtschaftlich zu ermöglichen (Heller et al. 2023). Chemische Aufbereitungstechniken spielen aufgrund des Einsatzes von Chemikalien, z. B. diverse Säuren, und der Entsorgungs- und Handhabungsproblematik nur eine untergeordnete Rolle im Biogasbereich. Biologische Verfahren werden vor allem in der Hydrolyse durch Zugabe von Enzymen vereinzelt realisiert. Im Folgenden wird hingegen ein thermochemisches Verfahren näher vorgestellt: die Thermodruckhydrolyse.

Die Biogasanlagen werden sich zukünftig bezüglich der Aufbereitungstechnik und der produzierten Wertstoffe diversifizieren. Neben Strom und Wärme ist vor allem Biomethan zum Einspeisen ins Gasnetz und als Kraftstoff zu nennen. Mit innovativen bioökonomischen Ansätzen, die momentan erforscht werden, sind allerdings weitere Produkte denkbar. Neben der in den Medien sehr präsenten Abtrennung und Nutzung von CO₂, ist die stoffliche Verwertung, z. B. durch die Produktion von Fasern, zu nennen. Letzteres wird an der Landesanstalt momentan intensiv erforscht.

2 Bioökonomiekonzept der gekoppelten Biogas- und Faserproduktion

Im Rahmen diverser Forschungsprojekte wird ein Bioökonomiekonzept (Abb. 1) zur gekoppelten Biogas- und Faserproduktion aus Reststoffen erforscht. Dieses Bioökonomiekonzept wird in den Projekten an die unterschiedlichen Substrate und Produktanforderungen angepasst.

Das Konzept umfasst immer eine Vorbehandlung mit anschließender Fest-Flüssig-Separierung sowie eine Biogasanlage und eine Strategie zur Fasernutzung. Das Bioökonomiekonzept wurde im Labor-, Pilot- und Praxismaßstab umgesetzt. Im Folgenden soll ein Überblick über den Stand der Forschungsprojekte gegeben werden.



Abb. 1: Aufbau des Bioökonomiekonzepts (© B. Hülsemann)

2.1 Substrate

Das Konzept der gekoppelten Faser- und Biogasproduktion mithilfe der Aufbereitung durch eine Thermodynamische Hydrolyse wurde vom Energiepark Hahnennest in Ostrach entwickelt und dort anhand der Durchwachsenen Silphie großtechnisch realisiert und getestet. Erste wissenschaftliche Untersuchungen haben dieses Projekt begleitet. Der Anbau der Durchwachsenen Silphie hat sich in einigen Gebieten Deutschlands etabliert. Sie hat gegenüber klassischen Energiepflanzen erhebliche ökologische Vorteile. Andererseits liefert sie aufgrund ihrer Faserstruktur im Biogasprozess nur geringe Methanerträge. Es bietet sich bei solcher Biomasse an, eine Abtrennung der Faser vorzunehmen und diese als Ausgangsstoff für technische Produkte zu nutzen.

Bei den ersten Untersuchungen war der Einfluss der Silagequalität auf die Vermarktungsmöglichkeiten der Silphiefasern besonders auffällig. Bei einer Fehlsilierung entsteht Buttersäure, die zu unangenehmen Gerüchen in der Faser führt. Eine solche Faser ist kaum zu vermarkten, darum ist die Fehlsilierung zu verhindern (Baumgart et al. 2024).

Das faserbetonte Bioökonomiekonzept wurde in einem Screening auf diverse Pflanzen und vor allem Reststoffe angewandt und deren Eignung dafür überprüft. Es konnte kein eindeutiger Zusammenhang zwischen der Nährstoffzusammensetzung der Reststoffe und der Leistungsfähigkeit der Aufbereitung festgestellt werden. Zur Bewertung der verschiedenen Stoffe wurden vor allem der Abtrennungsgrad, das Biogaspotenzial und die Faserqualität untersucht. Bei der Verwendung von totreifen und trockenen Substraten, z.B. Getreidestroh, ist das abtrennbare Biogaspotenzial deutlich geringer als dies bei feuchten, zum Teil noch grünen Substraten mit einem TS-Gehalt von etwa 35 % zutrifft (Hülsemann et al. 2023).

Im Screening sind Luzernestängel (Überbleibsel nach Abtrennung der eiweißreichen Luzerneblätter), Hopfenrebhäcksel und Brennnesselganzpflanze positiv aufgefallen, sie werden in einem Folgeprojekt im Labor- und im Pilotmaßstab weiter untersucht.

Im Rahmen eines internationalen Projekts mit der Feng Chia Universität (Taiwan) werden zudem (sub-) tropische Reststoffe, wie Bananenschalen, Kakaoschalen und Reisstroh, und Proben aus dem gemäßigten Klima, wie Getreidestroh und Tomatenpflanzen, untersucht.

Neben den bisher genannten Produkten besitzt der faserreiche Bioabfall ein erhebliches Potenzial. Die Entsorgung von Bioabfall wird im Gegensatz zur Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe vom Erzeuger bezahlt. Zudem enthält der Bioabfall einen hohen Anteil an Fasern, was die Nutzung von Bioabfall zur Faserproduktion wirtschaftlich interessant machen könnte. Zur Verwendung von Bioabfall wurde eine Pilotanlage zur Verwertung von 1 t/d an Bioabfall aufgebaut.

2.2 Aufbereitungstechnik und Separator

Das Herzstück der Aufbereitung ist sowohl im Labor- als auch im größeren Maßstab eine Thermodruckhydrolysestufe (TDH) (Abb. 2). Weitere Aufbereitungstechniken (Querstromzerspaner und Extruder) wurden untersucht, konnten aber aus den untersuchten Materialien keine vergleichbaren Faserqualitäten erzeugen. Die Funktionsweise der TDH ist ähnlich der eines Schnellkochtopfes. Das Substrat wird in einen Behälter gefördert, welcher anschließend gasdicht abgeschlossen und per Thermoölheizung erhitzt wird. Durch das Hochheizen auf 140–170 °C entsteht ein Sattendampfdruck von 5 bis 10 bar. Durch den 10 bis 60 Minuten andauernden Kochprozess findet eine Hydrolyse im Behälter statt. Im Anschluss erfolgt ein schlagartiges Entspannen, wodurch die Ligninstrukturen im Substrat aufgebrochen werden. Ein Teil der bisher eingeschlossenen und gut vergärbaren Bestandteile löst sich in der Flüssigkeit und die leicht biologisch abbaubaren Zellinhaltsstoffe werden freigelegt.

Die Pilotanlage und die Praxisanlage haben zudem jeweils einen Entstipper zwischengeschaltet, der aus einem schnell rotierenden Rotor mit Klinge besteht. Die Fasern passieren diesen radial und werden dadurch vereinzelt und geschnitten. Anschließend erfolgt eine Fest-Flüssig-Trennung mit einer Tinkturenpresse oder mit einem Pressschneckenseparator. Die Fasern werden dabei als Feststoff abgetrennt und können weiter verwertet werden. Die Flüssigkeit mit den leicht abbaubaren Nährstoffen wird in der Biogasanlage zu Methan umgewandelt. Der verbleibende Gärrest wird als Düngersubstrat genutzt. Eine zusätzliche Besonderheit ist beim Einsatz von Bioabfall zu beachten: Dieser enthält eine Vielzahl an Störstoffen (Sand, Plastik, Steine), welche vorweg abzutrennen sind. Die Pilotanlage wurde deshalb mit vorgeschalteten Doppelwellenzerkleinerer, Rotocat und Hydrozyklon ausgestattet.

In allen Projekten wurden die Einstellungsparameter der TDH variiert und diese anhand der erreichbaren Eigenschaften der Faser und anhand des Biogaspotenzials der Flüssigkeit untersucht. Die Einstellungsparameter umfassten dabei die Temperatur, die Verweilzeit im Kochprozess sowie die Einstellung des TS-Gehalts in der TDH durch Zugabe von Flüssigkeit.

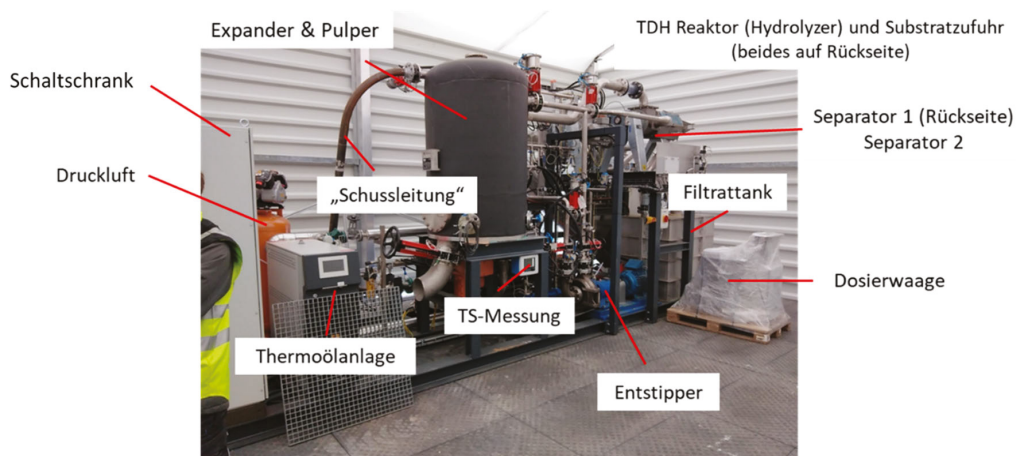


Abb. 2: Thermodruckhydrolyse im Pilotmaßstab (© B. Hülsemann, M. Baumgart)

Das Temperaturmaximum variiert je nach Substrat, liegt jedoch in jedem Fall im Bereich von Temperaturen zwischen 160 und 170 °C. Es konnte zudem gezeigt werden, dass eine lange Verweilzeit (ca. 60 Minuten) die Faserqualität und die Abtrennung des Biogaspotenzials in die Flüssigkeit positiv beeinflusst. Die Abtrennung des Biogaspotenzials in Richtung der Flüssigkeit wird außerdem durch die Zugabe von Wasser positiv beeinflusst, wobei dies den notwendigen Energiebedarf ebenfalls erhöht und somit die Wirtschaftlichkeit des Gesamtverfahrens verringert.

Je nach Substrat und Einstellung variiert der TS-Gehalt in der Flüssigkeit nach der Separation zwischen 5 und 10 %.

Zur weiteren Optimierung ist in Folgeprojekten ein Ausbau der Wärmenutzung angedacht. Die Wärme soll durch Wärmetauscher zurückgeführt werden.

Die Rezirkulation von Prozesswasser ist eine weitere Größe, die verbessert werden muss. Erste Versuche im Labor zeigen, dass Rückführung die Frischwasserzugabe gänzlich ersetzen kann. Jedoch zeigt sich auch, dass die Abtrennleistung durch die Rückführung negativ beeinflusst wird.

2.3 Biogasanlage

Durch die intensive Vorbehandlung des Substrats in der TDH und die anschließende Abtrennung bleibt für den Biogasprozess eine sehr dünnflüssige Pülpe übrig. Diese Flüssigkeit mit einem TS-Gehalt von 5 bis 10 % kann kaum in klassischen volldurchmischten Biogasfermentern eingesetzt werden, weil dabei nur eine sehr geringe Raumbelastung und Effizienz erreicht werden kann.

Im Rahmen der Projekte werden daher Anlagenkonstellationen getestet, die solche Flüssigkeiten sehr effizient mit wenigen Tagen Verweilzeit vergären können. So wird die Vergärung entweder einstufig mittels Festbettreaktor oder zweistufig mittels volldurchmischtem Hydrolysereaktor und einem Festbettreaktor, in dem die Methanogenese stattfindet, ausgeführt (Abb. 3).

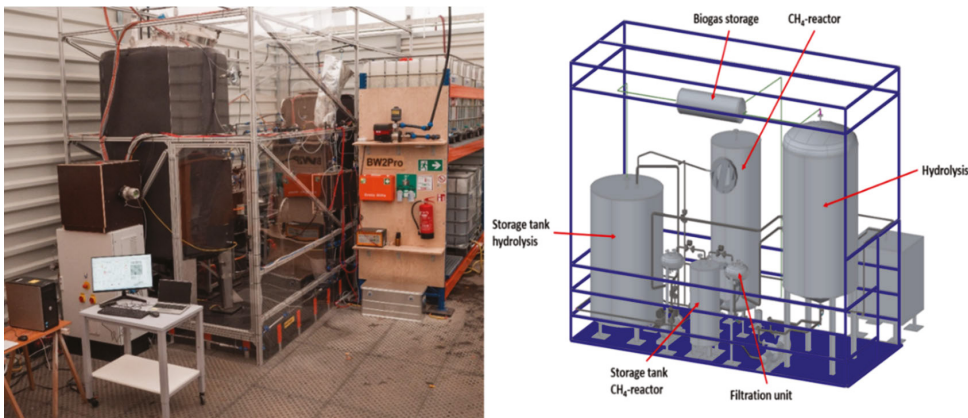


Abb. 3: Festbettreaktoren im Pilotmaßstab am Standort Backnang-Neuschöntal (© B. Hülsemann, M. Baumgart, K. Dinkler)

Die Verwendung dieses Festbett-Vergärungssystems bietet erhebliche Vorteile, da trotz dünnflüssiger Substrate eine stabile Mikroorganismenpopulation aufgebaut wird, die sich an den Festkörpern des Festbettes ansiedelt. Ihr Auswaschen wird dadurch verhindert. Solche Systeme können zudem mit kurzer hydraulischer Verweilzeit gefahren werden und sind sehr flexibel zu betreiben.

Die Hydrolyse wird mesophil (37 °C) oder thermophil (50 °C) und bei einem pH-Wert von 5,5 betrieben. Die organische Raumbelastung und somit auch die Verweilzeit wird in allen Projekten variiert, wobei Verweilzeiten deutlich unter 20 Tagen realisiert werden können. Das in der Hydrolyse produzierte Gas, welches im Wesentlichen aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid besteht, wird dem Festbettreaktor zugeführt und dort weiter zu Biogas umgesetzt.

Während im Labor die Reaktoren der zweistufigen Biogasanlagen nicht miteinander verbunden sind, wurden die Reaktoren der Pilotanlage mithilfe von zwei Cross-Flow-Filtrationseinheiten verbunden. Die Filtrationseinheiten bestehen aus Lochblechen mit einer Maschenweite von etwa 100 Mikrometer. Der hydrostatische Druck sorgt dafür, dass die Flüssigkeit durch die Lochbleche gedrückt wird und in einen Zwischentank gelangt. Partikel, die aufgrund ihrer Größe die Filtrationseinheit nicht passieren können, werden wieder in den Hydrolysetank rezirkuliert und dort weiter abgebaut. Dies verhindert ein Verstopfen des Festbettreaktors und garantiert eine hohe Umsatzrate. Der Cross-Flow-Betrieb sorgt zudem für die Durchmischung des Hydrolysetanks der Pilotanlage. Die gefilterte Flüssigkeit wird in einem Puffertank gesammelt und anschließend per Pumpe dem Festbettreaktor der Pilotanlage zugeführt, sodass garantiert wird, dass alle Stoffströme erfasst werden können.

Die große Oberfläche des Festbetts dient als Besiedlungsfläche für eine angepasste Mikroorganismenpopulation. Dies ermöglicht eine hohe Umsatzrate, aufgrund der hohen Besiedlungsfläche und -dichte. Die Mikrobiologie kann sich zusätzlich an das gefütterte Substrat anpassen.

Die Untersuchungen an der Pilotanlage zeigen eine hohe Stabilität der Hydrolyse und des Festbettreaktors. Auch nach mehreren Tagen ohne Fütterung ließen sich beide Reaktoren innerhalb von wenigen Stunden anfahren. Problematisch hingegen ist die Verunreinigung mit Sand, da Sand zu Verstopfungen in den Leitungen führt.

Das gewählte System hat einen weiteren Vorteil: Durch die hohe Anzahl an Mikroben und durch die spezifische Anordnung kann die Mikrobiologie Schwankungen in der Fütterung deutlich besser abfedern, wie bereits im Labormaßstab demonstriert werden konnten. Die Mikrobiologie konnte sich bei gezielter Stoßfütterung des Substrats innerhalb von zwei Stunden an signifikante Schwankungen der organischen Raumbelastung anpassen (von $5 \text{ kg}_{\text{OTS}}/(\text{m}^3 \cdot \text{d})$ auf $20 \text{ kg}_{\text{OTS}}/(\text{m}^3 \cdot \text{d})$) und somit bedarfsgerecht Biogas erzeugen (Lemmer 2017). Im Pilotmaßstab konnte eine ähnlich gute Anpassungsfähigkeit festgestellt werden. Sowohl mehrere Tage ohne Fütterung als auch der Anstieg der Raumbelastung auf bis zu $8 \text{ kg}_{\text{OTS}}/(\text{m}^3 \cdot \text{d})$ konnte ohne Probleme abgefangen werden. Höhere organische Raumbelastungen konnten im Rahmen der Projekte leider nicht abgefahren werden, da Verstopfungen in den Leitungen durch Sandablagerungen einen konstanten Betrieb über Wochen bisher nicht ermöglicht haben.

Das Gas kann sowohl im Labor- als auch im Pilotmaßstab mittels Durchflussmesser und Gaschromatograph gemessen werden. Im Methanreaktor konnten stabile Gaserträge mit Methangehalten von über 60 % realisiert werden. Die mit den untersuchten Pülpn erzielten spezifischen Methanerträge lagen deutlich über $350 \text{ l/kg}_{\text{OTS}}$. Das ist im Vergleich zum ursprünglich faserhaltigen Ausgangsmaterial (Ausgangsmaterial: spezifischer Methanertrag: $250 \text{ l/kg}_{\text{OTS}}$) eine erhebliche Steigerung. Somit konnte bewiesen werden, dass sowohl im Labor- als auch im Pilotmaßstab eine Abtrennung der gut vergärbaren Bestandteile von den Fasern möglich ist. Es ist jedoch zu erwähnen, dass knapp unter 50 % des möglichen Methanpotenzials in den Fasern verbleiben, sodass das zu erschließende Methanpotenzial bei dieser kombinierten Nutzung geringer liegt als bei der Vergärung des ursprünglichen Gesamtsubstrates. Es bleibt bei diesem System allerdings ein zweites Produkt, die Faser, die andere Stoffe (Papier, Holz, Torf, Faserverbundwerkstoffe) ersetzen kann. Außerdem sinkt die Rührenergie und, wie bereits erwähnt, die Verweilzeit durch die Abtrennung der Faser.

2.4 Faserverwertung

Der Feststoff besteht überwiegend aus Fasern und kann beispielsweise an die Papierindustrie verkauft werden. Die Faserqualität ist stark vom Substrat und der Aufbereitungsintensität abhängig. Wichtig ist, dass der Feststoff störstofffrei vorliegt. In diesem Fall konnte z. B. für Hopfenrebhäcksel nachgewiesen werden, dass die für Verpackungen notwendigen Reißfestigkeiten bei einem Hopfenrebhäcksel-Cellulose-Gemisch von 70:30 Prozent erreicht werden können. Die Beimischung von Cellulose scheint aber zur Bereitstellung der gewünschten Qualität in jedem Fall notwendig (Hochschule der Medien 2025).

Im Projekt „BiGaTex“ konnte nachgewiesen werden, dass für Verpackungs- und Textilanwendungen Zusatzstoffe wie Phasenwechselmaterial(phase change material)-Kapseln in das Material eingebaut werden können. Bei den Kapseln handelt es sich um eingekapselte Fette deren Schmelzpunkt bei etwa 35 °C liegt. Durch den Phasenwechsel kann das Mikroklima, z. B. in einer Schuhsohle, reguliert und die Schweißbildung verringert werden (Saur 2023). Aerogel als guter Isolator könnte zudem die Eignung der hergestellten Verpackungsmaterialien für Thermotransporte (z. B. kalte oder heiße Speisen) ermöglichen.

Mittels Nassvliesverfahren ist auch die Herstellung von landwirtschaftlichen Vliesen (z. B. zur Abdeckung von Pflanzen) denkbar.

Neben den genannten Nutzungen sind diverse weitere Anwendungen möglich (Abb. 4). Im Rahmen des Projekts „BW2Pro“ erfolgt eine Trocknung der Fasern sowie deren Pressung zu Pflanztöpfen. Dies kann Pflanztöpfe aus PVC substituieren. Eine weitere denkbare Anwendung ist die Herstellung von Torfsubstituten. Im Allgemeinen können die Fasern als Torfersatzprodukt Anwendung finden. 2019 wurden in Deutschland noch 4,7 Mio. m³ Torf abgebaut. Kultursubstrate hatten 2023 einen Umsatz von 7,9 Mio. m³, wobei diese aus 27 % Torf bestanden. Dies entspricht einer Menge von 2,2 Mio. t CO₂-Äquivalenten (BMLEH 2025, FNR 2023). Erste Ergebnisse zeigen, dass die Thermodruckhydrolyse die N-Stabilität der Substrate positiv beeinflusst. Die mangelnde N-Stabilität ist eine der Parameter, die die Wertigkeit des Gärrests und somit des Torfersatzes reduziert und damit die Anwendung verhindert. Der Einfluss der Thermodruckhydrolyse auf die N-Stabilität muss allerdings noch in vertiefter Forschung untersucht werden.



Abb. 4: Diverse Faserprodukte (© L. Lenz, F. Orth, B. Hülsemann)

3 Fazit und Ausblick

Die Biogasbranche muss sich in Zukunft diversifizieren und das große Potenzial von Reststoffen und Bioabfall nutzen. Viele dieser Substrate müssen aber vor der anaeroben Vergärung aufbereitet werden, weil sie Faser enthalten, die anaerob nicht oder nur langsam abgebaut werden und zu Prozessstörungen, wie z. B. Schwimmschichten, führen können.

Durch das vorgestellte Konzept der Thermodruckhydrolyse mit anschließender Separierung können die ungenutzten Potenziale effizient erschlossen werden. Dabei lassen sich sowohl Energie als auch Fasern für vielfältige Anwendungen wirtschaftlich gewinnen.

Dies stellt im Sinne der Kreislaufwirtschaft ein ökologisch sehr interessantes Verfahren dar. Es konnte gezeigt werden, dass der Prozess technisch realisierbar ist. Weitere Optimierungen, wie eine effizientere Wärmenutzung und die Abtrennung von Störstoffen, sind jedoch noch erforderlich. Es sollten zudem Marktanalysen erfolgen, um herauszufinden, welches Produkt sich wirtschaftlich vermarkten lässt. Es ist auch denkbar, eine volltechnische Anlage bei einem Landwirt oder einem Industriebetrieb zu realisieren.

Literatur

- Baumgart, M.; Hülsemann, B.; Sailer, G.; Oechsner, H.; Müller, J. (2024): Coupled Biogas and Fiber Production from Agricultural Residues and Energy Crops with Steam Explosion Treatment. *Agriculture* 14(8), p. 1363
- Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat (BMLEH) (2025): Torfverwendung reduzieren – Klima schützen. <https://www.bmel.de/DE/themen/landwirtschaft/pflanzenbau/gartenbau/torf.html>, Zugriff am 23.05.2025
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) (2023): Klimawirkung von Moorböden. <https://mediathek.fnr.de/klimawirkung-von-moorboden-grafik.html>, Zugriff am 23.05.2025
- Heller, R.; Roth, P.; Hülsemann, B.; Böttinger, S.; Lemmer, A.; Oechsner, H. (2023): Effects of Pretreatment with a Ball Mill on Methane Yield of Horse Manure. *Waste and Biomass Valorization* 14, pp. 3723–3737
- Hochschule der Medien (2025): Mündliche Überlieferung, 14.05.2025
- Hülsemann, B.; Baumgart, M.; Lenz, L.; Elviiana; Föllmer, M.; Sailer, G.; Dinkler, K.; Oechsner, H. (2023): Coupled Biogas and Fiber Production from Agricultural Residues and Energy Crops with Steam Explosion Treatment. *Appl. Boisci.* 2(2), pp. 278–291
- Lemmer, A.; Krümpel, J. (2017): Demand-driven biogas production in anaerobic filters. *Applied Energy* 185(1), pp. 885–894
- Saur, S. (2023): Mündliche Überlieferung, 21.11.2023

Danksagung und Förderhinweis

Wir danken dem Ministerium für Ernährung, Ländlichen Raum und Verbraucherschutz in Baden-Württemberg für die Förderung der Projekte „BiGaTex“ (Förderkennzeichen: BWIN330142), „Silphiefaser“ (Aktenzeichen: 54-8214.07), „MLRFaser“ (Aktenzeichen: 54-8214.07-FP₂O-106/1) und „SilphieSIL“ (Aktenzeichen: BWBF110011).

Wir danken dem Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft in Baden-Württemberg und dem Europäischen Fonds für regionale Entwicklung der EU für die Förderung des Projektes „BW2Pro“ (Aktenzeichen: Bioök_2076229).

Zudem danken wir der Deutschen Forschungsgemeinschaft für die Förderung des Projektes „BioTorf“ (Projektnummer: 528509155).

Das Projekt ToPGa-Gärprodukte in Baumschulkulturen – Möglichkeiten und Grenzen

CHRISTINA EILERS, HEINRICH BELTZ, GERLINDE MICHAELIS

1 Einleitung

In Regionen mit intensiver Viehhaltung gibt es häufig eine hohe Bestandsdichte an Biogasanlagen zur Vergärung von anfallender Gülle und Festmist. Dadurch übersteigt das Aufkommen an unbehandelten Gärresten aus der Biogasgewinnung die Verwendungsmöglichkeiten als organischer Dünger auf Freilandflächen häufig bei Weitem (Zorn und Reinhold 2018). Es besteht großes Interesse daran, die Transportwege kurz zu halten und Gärreste ortsnah zu nutzen, beispielsweise als Torfersatz in Baumschulkulturen.

Ziel des AP 4.2.1 im Projekt ToPGa (Entwicklung und Bewertung Torfreduzierter Produktionssysteme für den Gartenbau) waren Untersuchungen der Eigenschaften von regional verfügbaren Gärresten aus der Biogasgewinnung. Dabei wurden die Schwankungen zwischen verschiedenen Chargen einer Anlage und die Unterschiede zwischen verschiedenen Biogasanlagentypen betrachtet.

Die gartenbauliche Eignung der Gärreste als Substratbestandteil zur Kultur von Baumschulpflanzen wurde in Kulturversuchen anhand von Beispielkulturen der Gattungen *Hypericum*, *Chamaecyparis* und *Prunus* untersucht.

Dabei wurden die enthaltenen Nährstoffe (Phosphor und Kalium) bei der Pflanzenernährung angerechnet und genutzt. Zur Vollbevorratung der Kultursubstrate mit den Hauptnährstoffen (Stickstoff, Phosphor und Kalium) wurden neben Gärresten als P- und K-Quelle geeignete organische und mineralische Stickstoffdünger gefunden und eingesetzt. Dadurch werden Ressourcen geschont und nach Möglichkeit die Substratkosten reduziert.

Die Biogasbranche befindet sich aktuell im Wandel, weil die Politik fordert, zum Schutz des Klimas vermehrt biogene Reststoffe zu vergären (Geveke 2021, von der Lage 2022). Dadurch soll der CO₂-Ausstoß reduziert werden.

Viele der älteren NawaRo-Biogasanlagen (NawaRo = nachwachsende Rohstoffe) zur Vergärung nachwachsender Rohstoffe laufen in den kommenden Jahren aus der EEG-Förderung aus. Daher werden Biogasanlagen vermehrt auf die Vergärung von biogenen Reststoffen wie Mist, Wirtschaftsdünger und Futtermasse umgestellt; diese sind wiederum förderfähig. Auch wenn Gärreste aus NawaRo-Biogasanlagen wegen geringerer Nährstoff- und Salzgehalte für eine gartenbauliche Nutzung eher geeignet zu sein scheinen als Gärreste aus biogenen Reststoffen, ist nicht sicher, ob sie auch weiterhin in großen Mengen zur Verfügung stehen. Gärreste aus biogenen Reststoffen, die in Zukunft in größerem Umfang angeboten werden, haben häufig höhere Salz- und Nährstoffgehalte.

Zurzeit wird deutschlandweit intensiv an Aufbereitungsverfahren gearbeitet, um die gartenbaulichen Nutzungsmöglichkeiten von flüssigen oder separierten Gärresten aller Biogasanlagentypen zu verbessern (Boehrsen 2021a, Geltz 2022, Huster 2022). Die Aufarbeitung von Gärresten zu Gärprodukten wird häufig über eine Kompostierung oder Fermentierung erzielt, wobei im Vorfeld eine Durchmischung mit Zuschlagstoffen wie Sägemehl, Grünschnitt oder Blättern und teilweise auch Ton erfolgt. Eine weitere Aufbereitungsmethode verfolgt den Ansatz, die enthaltenen Nährstoffe auszuwaschen, im Anschluss durch Filtration und Fällung rückzugewinnen und als Dünger nutzbar zu machen (Boehrsen 2021b). Alle Aufberei-

tungsverfahren zielen darauf ab, die bearbeiteten Gärprodukte kulturverträglicher zu machen, um sie in höheren Anteilen zur Torfsubstitution einsetzen zu können (Abb. 1).



Abb. 1: Beispiele aufbereiteter Gärprodukte (von links nach rechts): fermentierter NawaRo-Gärrest mit Sägemehl, kompostierter NawaRo-Gärrest mit Grünschnitt, kompostierter Gärrest mit Laub sowie gewaschener und hygienisierter Gärrest aus biogenen Reststoffen (© C. Eilers)

2 Ergebnisse aus Kulturversuchen mit Gärresten und Baumschulkulturen

2.1 Kulturverträglichkeit und Düngewirkung von unbehandelten, gelagerten Gärresten

In der gesamten Projektlaufzeit wurde an der LVG Bad Zwischenahn die Kulturverträglichkeit von unbehandelten, gelagerten Gärresten aus vier Biogasanlagen und aufbereiteten Gärprodukten aus vier weiteren Biogasanlagen in jeweils zwei bis drei Chargen untersucht. Neben Gärresten und Gärprodukten aus NawaRo-Anlagen wurden auch solche aus Biogasanlagen zur Vergärung von biogenen Reststoffen verwendet. Alle Gärreste wurden nach dem Separieren etwa sechs Wochen lang trocken abgelagert. Ein Gärrest wurde vom Produzenten nach dem Separieren maschinell getrocknet.

Die Kulturverträglichkeit der unbehandelten, gelagerten und separierten Gärreste wurde anhand von Vegetationsversuchen mit drei typischen immergrünen Baumschulkulturen untersucht. Dabei war die Kulturverträglichkeit sowohl in den beiden Vegetationsperioden als auch zwischen den Beispielkulturen (*Hypericum*, *Chamaecyparis* und *Prunus*) sehr unterschiedlich.

Der maschinell getrocknete NawaRo-Gärrest hatte hohe Salz- und Nährstoffgehalte sowie einen hohen pH-Wert (Tab. 1). Während der pH-Wert konstant hoch war, zeigten sich deutliche Schwankungen der Salz- und Nährstoffgehalte zwischen den verschiedenen Chargen. Die Kulturverträglichkeit dieses Gärrests war in beiden Vegetationsperioden schlecht, sofern Standardstufen von 25 oder 10 Vol.-% verwendet wurden. Es traten bei allen Kulturpflanzen starke Salzschiiden auf, die bis hin zum Absterben ganzer Pflanzen reichten. Eine Anpassung der eingesetzten Gärrestmenge an den Nährstoffbedarf bzw. die Verträglichkeit der Pflanzen mit Maximalwerten von 2 g KCl/l Salzgehalt, 200 mg/l N, 400 mg/l P₂O₅, und 600 mg/l K₂O (gemessen in CAL) reduzierte den Gärrestanteil im Substrat auf 2 Vol.-% und verbesserte die Verträglichkeit bei allen untersuchten Kulturen.

Der separierte, gelagerte NawaRo-Gärrest hatte in beiden Chargen etwas geringere Salz- und Nährstoffgehalte und einen niedrigeren pH-Wert als der Gärrest aus biogenen Reststoffen. Die Schwankungen zwischen den verschiedenen Chargen waren bei einzelnen Parametern stark ausgeprägt. Bei beiden Gärresten lagen die Werte der untersuchten Eigenschaften deutlich unter denen des maschinell getrockneten Gärrests. Dennoch zeigten die Kulturpflanzen bei beiden Gärresten (Anteile von 10 Vol.-% und 25 Vol.-%) teilweise noch deutliche Salzschiiden. Im Versuchsjahr mit trockener, heißer Witterung waren in Substraten mit NawaRo-Gärrest geringere Schiiden erkennbar als in Substraten mit Gärrest aus biogenen Reststoffen. Hohe Niederschläge im zweiten Versuchsjahr führten zu einer deutlich besseren Kulturverträglichkeit. Bei beiden Gärresten waren keine Salzschiiden zu erkennen und auch Gärrestanteile von 25 Vol.-% führten zu guten Wachstumsergebnissen der

Kulturpflanzen ohne signifikante Unterschiede. Die anhand der oben angegebenen Nährstoff-Maximalwerte vorgenommene Reduktion der Gärrestanteile auf 14 Vol.-% konnte die Kulturverträglichkeit in diesem Versuchsjahr nicht verbessern.

Tab. 1: Analyseergebnisse (Nährstoffgehalte löslich) der unbehandelten Gärreste und der aufbereiteten Gärprodukte

Bezeichnung	pH (LUFA) CaCl ₂	Salzgehalt (LUFA) g KCl/l Substrat	K ₂ O (LUFA) mg/l CAL	P ₂ O ₅ (LUFA) mg/l CAL	NO ₃ (LUFA) mg/l CaCl ₂	NH ₄ (LUFA) mg/l CaCl ₂
Maschinell getrockneter Gärrest	9,3–9,4	13,7–15,7	19.551–22.287	3.436–5.297	62–41	73–164
Gärrest aus NawaRo	7,5–8,9	2,1–4,7	2.311–2.932	1.281–3.244	1,05–8	351–854
Gärrest aus biogenen Reststoffen	7,8–8,8	3,7–7,0	3.216–4.206	1.445–2.133	8–6 66	338–798
Kompostierte Gärprodukt-Laub-Mischung	7,0–8,5	1,4–2,5	1.212–3.594	409–902	< 8–18	5,0–50
Gewaschenes, aufbereitetes Gärprodukt	5,8, nach Verfahrenänderung 3,2–4,1	0,5–0,7	90–101	94–106	< 5	12,0–16

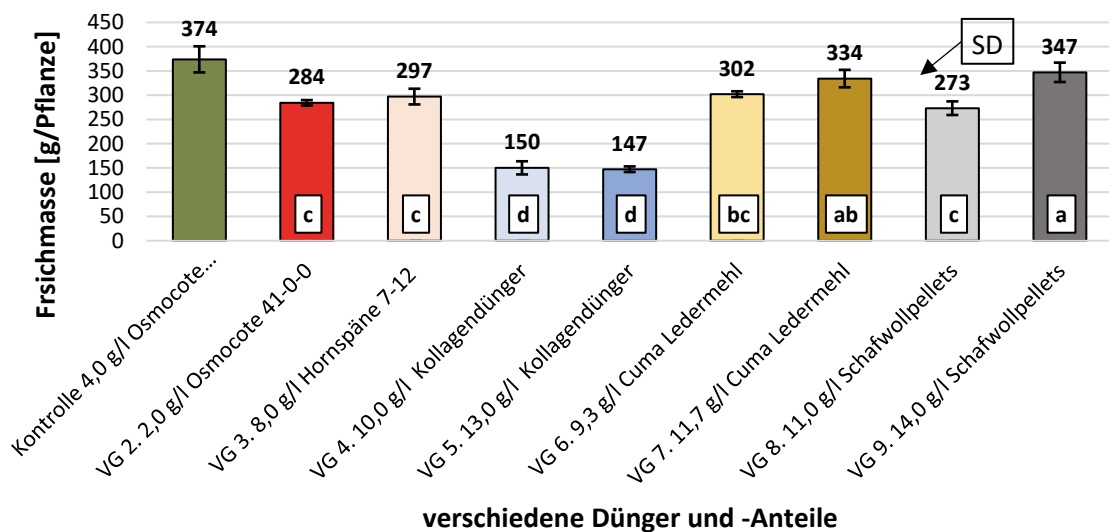
Die ausgewählten Kulturpflanzen (*Hypericum*, *Chamaecyparis* und *Prunus*) reagierten sehr unterschiedlich auf die verschiedenen Gärreste in den unterschiedlichen Kulturjahren. Salzeempfindliche *Hypericum* 'Hidcote' zeigten heterogene Wachstumsergebnisse mit allen separierten, gelagerten Gärresten in beiden witterungstechnisch unterschiedlichen Jahren. Bei trocken-heißer Witterung reagierten die *Chamaecyparis lawsoniana* 'Columnaris' mit deutlichen Salzschäden auf die separierten, gelagerten Gärrestanteile im Substrat. Im niederschlagsreichen Jahr waren keine Schäden erkennbar. Zwei Sorten von *Prunus laurocerasus* zeigten die wenigsten Schädigungen in den unterschiedlichen Kulturjahren und konnten teilweise die über den Gärrestanteil zusätzlich eingebrachten Nährstoffe in mehr Frischmasse umsetzen.

Die nährstoffreichen Gärreste und Gärprodukte enthielten hohe Anteile an löslichem Phosphat und Kalium, welche zur Pflanzenernährung angerechnet werden konnten. Eine Vollbevorratung der Substrate mit den Hauptnährstoffen N, P und K erfolgte über die Gärreste und eingemischten Stickstoffdünger. Bei einem 10-prozentigen Gärproduktanteil im Substrat war die Versorgung der Pflanzen mit Kalium während der gesamten Kulturdauer gut. Die Phosphorversorgung über den Gärrest war im Kulturverlauf ebenfalls gut, da die Pflanzen gutes Wachstum und keine Phosphormangelsymptome zeigten. Allerdings war der Phosphorgehalt in der Blattmasse im Herbst niedrig, an der Grenze zum Mangel. Ursache hierfür waren die hohen Niederschlagsmengen, die zu einer Auswaschung der über den Gärrest eingebrachten löslichen Nährstoffe führten.

2.2 Düngewirkung organischer und mineralischer Stickstoffdünger

In der Laufzeit des ToPGa-Projekts wurden an der LVG Bad Zwischenahn vier organische sowie ein mineralischer Stickstoffdünger untersucht, die potenziell zur Vollbevorratung in Substraten mit Gärrest- oder Gärproduktanteil als Phosphor- und Kaliumquelle eingesetzt werden könnten. Die Düngewirkung wurde anhand von Vegetationsversuchen mit *Hypericum* 'Hidcote' und *Prunus laurocerasus* 'Novita' in Verbindung mit Substrat- und Blattmasseanalysen untersucht.

In den Kulturversuchen zur Düngewirkung von organischen und mineralischen Stickstoffdüngern in Verbindung mit Gärrest- oder Gärproduktanteilen in Substraten konnten gute Wachstumsergebnisse mit einem mineralischen aber auch mit mehreren organischen Stickstoffdüngern erzielt werden (Abb. 2).



SD = Standardabweichung

Abb. 2: Frischmassen von *Prunus laurocerasus* 'Novita' mit 10 Vol.-% Gärproduktanteil und mineralischen und organischen Stickstoffdüngern am 23.10.2023 (© C. Eilers)

Die Stickstoffversorgung der Pflanzen im Substrat mit dem ummantelten, mineralischen Stickstoffdünger war über die gesamte Kulturdauer gut. Es wurden marktfähige Pflanzen mit guter Blattfärbung erzielt.

In dem mit groben Hornspänen bevorrateten Substrat wurden ebenfalls marktfähige Pflanzen erzielt, allerdings mit geringerer Frischmasse. Die Stickstoffversorgung im Kulturverlauf war gut, zum Kulturrende, bei leicht hellerer Blattfärbung, allerdings niedrig. Die Blattanalyse ergab niedrige N-Gehalte in der Pflanzenmasse. Im niederschlagsreichen Kulturjahr war die Wirkdauer nur knapp ausreichend.

Die Schafwollpellets führten im Kulturverlauf, besonders in der höheren Aufwandmenge von 14 g/l Substrat, zu normalen N-Gehalten im Laub und erzeugten gutes Pflanzenwachstum bei entsprechender Verkaufsqualität. Dabei führten die Schafwollpellets in der höheren Aufwandmenge mit mehr gedüngtem N zu höherer Frischmasseentwicklung. Schafwollpellets konnten als einziger organischer Dünger Kalium zur Pflanzenernährung beitragen, was sich in einer besseren Versorgung der *Prunus* bemerkbar machte.

Beide Aufwandmengen an Ledermehl versorgten die Pflanzen besonders in den ersten Monaten gut mit Stickstoff und führten zu guten Wachstumsergebnissen. Die hohe Aufwandmenge von 11,7 g/l zeigte zu Beginn des Versuchs mit dem Depotdünger vergleichbare N-Gehalte im Substrat. Die Wirkungsdauer des Düngers war für die Kulturzeit nur knapp ausreichend.

Die Wirkung des Prototyps Kollagendünger war in zwei untersuchten Aufwandmengen nicht ausreichend. Alle Pflanzen blieben klein, deutlich mangelernährt und waren nicht marktfähig. Sowohl im Substrat als auch in der Pflanzenmasse waren die N-Gehalte zu gering. Möglicherweise konnte der Dünger aufgrund seiner stabileren Oberflächenbeschaffenheit nicht schnell genug von den Mikroorganismen umgesetzt werden. Dieser Dünger befand sich noch in der Produktentwicklung.

2.3 Kulturverträglichkeit aufbereiteter Gärprodukte

Durch intensive Recherche in der Biogasbranche konnten Kontakte zu Produzenten und Forschenden hergestellt werden, die Gärreste zu Gärprodukten aufbereiten, um die Kulturverträglichkeit zu verbessern. Nach Herstellerangaben kann durch aufbereitete Gärprodukte Torf in größeren Anteilen substituiert wer-

den. Zur Aufbereitung werden einige separierte NawaRo-Gärreste mit Sägemehl gemischt und fermentiert und andere mit Grünschnitt gemischt und im Anschluss mit oder ohne Ton kompostiert. Ein anderer Ansatz verfolgt, nach der Mischung von flüssigem NawaRo-Gärrest mit Laub, die anschließende Kompostierung. In einem weiteren Aufbereitungsverfahren werden die separierten Gärreste aus NawaRo oder biogenen Reststoffanlagen maschinell gewaschen und hygienisiert. Die ausgewaschenen Nährstoffe werden zurückgewonnen und als Düngemittel nutzbar gemacht.

Alle aufbereiteten Gärprodukte waren besser kulturverträglich als unbehandelte Gärreste und konnten in Versuchen in deutlich höheren Anteilen eingesetzt werden, teilweise bis zu 100 Vol.-%. Dabei muss zwischen den fermentierten oder kompostierten Gärprodukten einerseits und den gewaschenen Gärprodukten andererseits unterschieden werden. Erstere wiesen einen hohen pH-Wert und erhebliche Nährstoffgehalte auf (Tab. 1). Der pH-Wert blieb in vielen Substratmischungen zu hoch für die Kulturpflanzen, sofern nicht Torf mit niedrigem pH-Wert als Mischungspartner zum kompostierten Gärprodukt verwendet wurde. Die Steuerung des pH-Werts in torffreien Gärproduktsubstraten über Schwefelbeimischung (Reil 2023) konnte den pH-Wert im Versuch nicht auf kulturgeeignete Werte stabilisieren. Die über die Gärprodukte ins Substrat eingebrachten Nährstoffe konnten von starkzehrenden Kulturen in ein Wachstumsplus umgesetzt werden, während schwachzehrende Kulturen teilweise Symptome von Salzstress und Minderwuchs zeigten (Abb. 3).

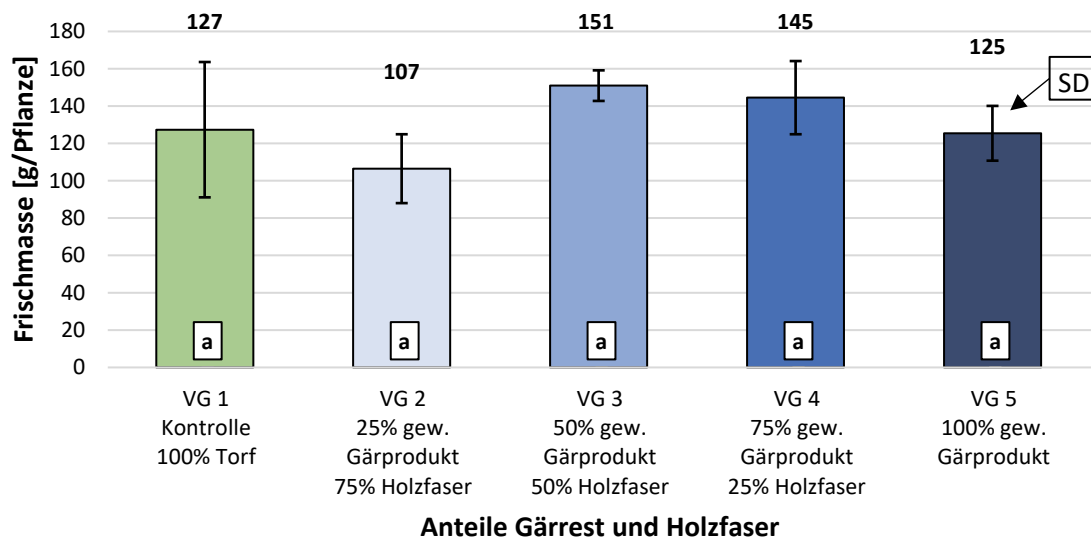


Abb. 3: Starkzehrende *Lonicera nitida* 'Maigrün' in zwei torfreduzierten Substraten, nährstoffreichem kompostierten Gärprodukt mit Laub und nährstoffarmem gewaschenen Gärprodukt (von links nach rechts) am 29.08.2024
(© C. Eilers)

Das kompostierte Gärprodukt mit Laub konnte erfolgreich in Kombination mit organischen und mineralischen reinen Stickstoffdüngern zur Vollbevorratung in torfreduzierten Substraten eingesetzt werden. Eine Verbesserung der Kulturverträglichkeit konnte mit dem kompostierten Gärprodukt mit Grünschnitt und Tonzugabe nicht erreicht werden, auch wenn dieses durch die Puffereigenschaften des Tons zu erwarten gewesen wäre.

Das gewaschene Gärprodukt hatte einen niedrigeren pH-Wert und war nährstoffärmer. Der pH-Wert des Gärprodukts schien mit pH 4,1 zur Kultur von kalkempfindlichen Kulturen wie *Vaccinium corymbosum* 'Duke' geeignet zu sein.

Im Versuch wurden gute Wachstumsergebnisse in torffreien Substraten mit steigenden Gärproduktanteilen (bis 100 Vol.-%) erzielt, obwohl die pH-Werte im Kulturverlauf deutlich (auf bis pH 6,0) anstiegen und erst zu Kulturende nahezu auf den Ausgangswert abfielen (Abb. 4 und 5).



SD = Standardabweichung

Abb. 4: Frischmasse bei *Vaccinium corymbosum* 'Duke', Versuchsglied 1 bis 5 (von links nach rechts) am 27.09.2023 (© C. Eilers).

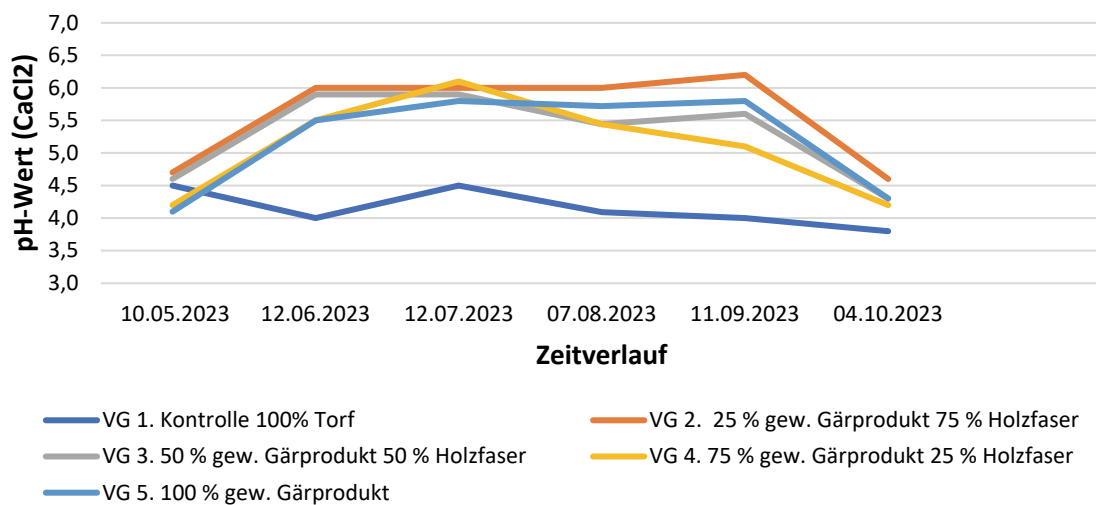


Abb. 5: pH-Werte im Kulturverlauf bei *Vaccinium corymbosum* 'Duke' (© C. Eilers)

In torffreien Substratmischungen mit gewaschenem Gärprodukt und im reinen gewaschenen Gärprodukt war bei anderen Kulturpflanzen teilweise Minderwuchs zu beobachten. Ursache dafür war die reduzierte Wasserkapazität des Gärprodukts, die im Vergleich zu Torf um nahezu die Hälfte geringer war. Bei einigen Substratmischungen führte das gewaschene Gärprodukt zu einer Stickstoffimmobilisierung, der durch eine Ausgleichsdüngung entgegengewirkt werden konnte. Die Kulturpflanzen zeigten neben den oben beschriebenen Symptomen keine Schädigungen wie z. B. Salzstress, die in Zusammenhang mit dem gewaschenen Gärprodukt standen.

2.4 Weitere Ergebnisse

Durch die Verwendung von getrocknetem, vermahlenem Ton mit guten Puffereigenschaften (30 g/l) in Substraten mit drei unterschiedlichen Gärresten konnte keine signifikante Verbesserung der Kulturverträglichkeit erzielt werden.

Die durch die Gärreste, aber auch durch einige Gärprodukte eingebrachten löslichen Nährstoffe unterliegen zum Teil der Auswaschung durch Wasser aus der Beregnung oder aus natürlichem Niederschlag. Das macht die exakte Dosierung des Gärrest- und Gärproduktanteils notwendig, um eine Überversorgung der Pflanzen mit Nährstoffen verbunden mit vermehrtem Nährstoffaustrag zu vermeiden. Andererseits sollte bei nährstoffreichen Substratkomponenten grundsätzlich das Drainwasser aus den Töpfen recycelt werden, um den Austrag der löslichen Nährstoffe außerhalb der Kulturflächen zu vermeiden.

3 Fazit

Beim zukünftigen Einsatz von separierten Gärresten und aufbereiteten Gärprodukten in Substraten ist zu berücksichtigen, dass die hier vorgestellten Ergebnisse anhand von Beispielen gewonnen wurden, die nicht ohne Weiteres auf alle am Markt verfügbaren Gärreste und Gärprodukte sowie Sparten und Kulturen übertragbar sind. Der Umgang mit den Gärresten in der Projektlaufzeit hat deutlich gezeigt, dass diese enorm vielfältig in den kulturrelevanten Eigenschaften pH-Wert, Salz- und Nährstoffgehalt sind. Dabei variieren sowohl die Eigenschaften innerhalb verschiedener Chargen einer Biogasanlage als auch zwischen den verschiedenen Anlagen (NawaRo ist nicht gleich NawaRo) und zwischen den unterschiedlichen Anlagentypen (NawaRo und Vergärung von biogenen Reststoffen). Das macht eine umfangreiche Substratanalyse der Gärreste erforderlich, um die Eigenschaften genau zu kennen und außerdem eine mögliche Kontamination mit pflanzenschädigenden Stoffen auszuschließen.

Deutlich erkennbar war der Einfluss der Witterung auf die Kulturverträglichkeit von Gärrestanteilen in Baumschulsubstraten. Während in einem trocken-heißen Jahr alle Kulturen deutliche Salzs Schäden bei Gärrestanteilen von 10 Vol.-% und noch ausgeprägter bei 25 Vol.-% zeigten, waren in einem niederschlagsreichen Jahr auch 25 Vol.-% der meisten Gärreste gut verträglich. Daher muss bei einer Containerkultur im Freiland, wie bei Baumschulen üblich, der Einsatz von unbehandelten, separierten Gärresten nach ausgiebiger Analyse geplant und die Anteile niedrig, z. B. an den Nährstoffbedarf der Pflanzen angepasst, gewählt werden.

Dann ist es möglich, die in den Gärresten enthaltenen Nährstoffe zur Vollbevorratung der Kultursubstrate zu nutzen und durch die Wahl eines geeigneten organischen Stickstoffdüngers die Substratkosten zu reduzieren. Ein Recyceln des Drainwassers ist erforderlich, weil die über den Gärrest eingebrachten löslichen Nährstoffe ausgewaschen werden können.

Aufbereitete Gärprodukte bieten eine vielversprechende Option, um Torf in höheren Anteilen zu substituieren. Dabei liegt in einigen Bereichen noch Optimierungsbedarf vor, z. B. beim Ausgleich der Stickstoffimmobilisierung, der Verbesserung der Wasserkapazität und der zuverlässigeren pH-Wert-Steuerung.

Die Aussagen zur Kulturverträglichkeit von separierten Gärresten und aufbereiteten Gärprodukten, die anhand von wenigen Beispielkulturen gewonnen wurden, geben wichtige Anhaltspunkte dazu, welche Schwierigkeiten beim Einsatz von Gärresten und Gärprodukten in Substraten zu erwarten sind. So kann durch die Verwendung von separierten, gelagerten Gärresten in Baumschulsubstraten möglicherweise die Kultursicherheit reduziert sein.

Um die Reaktionen der vielfältigen Kulturpflanzen in Baumschulbetrieben auf Kultursubstrate mit Gärrest- oder Gärproduktanteilen einschätzen zu können, sind weitere Untersuchungen erforderlich, durch die eine breitere Datengrundlage erarbeitet werden kann.

Die hier aufgeführten Versuchsergebnisse sind nur eine Zusammenfassung der wichtigsten Projektergebnisse des AP 4.2.1. Alle vorgenommenen Analyseergebnisse, sowie ausführliche Versuchsauswertungen liegen bei der Lehr- und Versuchsanstalt für Gartenbau in Bad Zwischenahn vor und können auf Anfrage unter lv@lwk-niedersachsen.de eingesehen werden. Einige Versuchsergebnisse wurden auf dem Onlineportal „Hortigate“ veröffentlicht. Weitere Veröffentlichungen sind geplant.

Literatur

- Boehrnsen, A. (2021a): Torfersatz und Phosphatsalz aus Gärrest. top agrar Energiemagazin Nr. 2, S. 24–25
- Boehrnsen, A. (2021b): Rundgang durch die NuTriSep-Anlage. top agrar Energiemagazin Nr. 2, S. 26–27
- Geltz, F. (2022): Geltz Umwelttechnologie GmbH, Mündliche Mitteilung, 23.02.2022
- Geveke, J. (2021): Betreiber einer Biogasanlage, Mündliche Mitteilung, 02.12.2021
- Huster, M. (2022): Betreiber einer Biogasanlage, Mündliche Mitteilung, 07.06.2022
- Reil, M. (2023): Torfersatz und Kulturführung in Baumschulcontainern – Projekt ToKuBa.
https://www.lwk-niedersachsen.de/lwk/projekte/505_ToKuBa, Zugriff am 18.06.2025
- von der Lage, A. (2022): Betreiber einer Biogasanlage, Mündliche Mitteilung, 03.05.2022
- Zorn, W.; Reinhold, G. (2018): Betriebliche Umsetzung der Düngeverordnung. Gülzower Fachgespräche 57, S. 27–40

Förderhinweis

Projektförderung aufgrund eines Beschlusses des deutschen Bundestages durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL), durchgeführt durch die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR).

Power- and BioGas-to-Methanol

STEFAN BUBE, CHRIS DRAWER, MARTIN KALTSCHMITT

1 Einleitung

Die Transformation des Energiesystems auf Basis von elektrischer Energie aus Photovoltaik (PV) und Windkraft geht einher mit der weitreichenden direkten Elektrifizierung von Anwendungen, bei denen bisher vorwiegend fossile Kohlenwasserstoffe zur Energiebereitstellung genutzt wurden. Während diese Umstellung in Bereichen wie beispielsweise dem straßengebundenen Verkehr oder dem Wärme- und Kältesektor vergleichsweise einfach umzusetzen ist, ist eine derartige Dekarbonisierung/verstärkte Elektrifizierung in bestimmten anderen Sektoren, wie z.B. der (organischen) chemischen Industrie oder der Luft- und Seeschifffahrt nicht oder nur sehr begrenzt möglich. Zur Substitution fossiler Energieträger in diesen Bereichen ist daher die Bereitstellung von nicht fossilem Kohlenstoff als Ausgangsstoff für die Synthese von klimaneutralen Chemikalien und Kraftstoffen eine grundlegende Voraussetzung, um die bestehende bzw. sich entwickelnde Nachfrage auch zukünftig „nachhaltig“ decken zu können. Aufgrund der bisher technologisch sehr aufwendigen und daher kostenintensiven Abscheidung von Kohlenstoffdioxid (CO_2) aus der Umgebungsluft, gewinnen biogene Kohlenstoffquellen in diesem Kontext weiter an Bedeutung.

Biogas, dessen Gewinnung in Deutschland vorwiegend dezentral auf landwirtschaftlichen Betrieben erfolgt, wird heute fast ausschließlich energetisch (zur Strom- und Wärmeerzeugung) oder in einem geringeren Umfang auch zur Biomethaneinspeisung ins Erdgasnetz genutzt. Der dabei in Form von CO_2 freigesetzte biogene Kohlenstoff wird zum überwiegenden Teil ungenutzt in die Atmosphäre entlassen. Mit einer zunehmenden Verfügbarkeit von kostengünstigem Strom aus Solarstrahlung und Windenergie wird die Nutzung von Biogas zur ausschließlichen Verstromung zunehmend vor ökonomische Herausforderungen gestellt; derzeit geht der Trend hin zu deutlich geringeren Volllaststunden derartiger Stromerzeugungsanlagen im Hinblick auf die verstärkte Bereitstellung von Regelleistung. Gleichzeitig gewinnt der rezente (biogene) Kohlenstoff, der im Biogas sowohl im Methan (CH_4) als auch im CO_2 gebunden ist, an systemischer Bedeutung; dabei könnte insbesondere das CO_2 vom heutigen Abfall- zum zukünftigen Wertprodukt werden.

Aufgrund dieser absehbaren Entwicklungen könnte sich die Rolle von Biogas im Energiesystem zukünftig von der heute vorwiegend energetischen Nutzung zur nachhaltigen Rohstoffquelle für eine Produktion höherwertiger Chemikalien und Kraftstoffe wandeln. Sofern hierzu ein weitreichender Aufbau einer neuartigen Biogasinfrastuktur vermieden und der vorhandene Biogasanlagenpark weitergenutzt werden soll, bedarf eine derartige stoffliche Nutzung jedoch der Entwicklung und Erprobung neuartiger „Add-on“-Anlagenkonzepte. Diese müssen eine dezentrale/kleintechnische Umwandlung des Biogases in (Zwischen-)Produkte ermöglichen, die an einer landwirtschaftlichen Anlage einfach und sicher zu handhaben sind. Eine vielversprechende technische Lösung ist dabei die Produktion von Methanol. Sie weist insbesondere die folgenden Vorteile auf:

- Einfache und erprobte Handhabung aufgrund des flüssigen Aggregatzustandes und der weitreichenden industriellen Nutzung.
- Hochselektive und vergleichsweise wenig komplexe Synthesetechnologie, die zudem Stand der Technik ist.

- Bestehende, weltweite Nutzung von Methanol (> 100 Mt/a) und wachsende Nachfrage nach „grünem“ Methanol.

Vor diesem Hintergrund werden nachfolgend zwei Anlagenkonzepte zur dezentralen Methanolproduktion aus Biogas unter Einbindung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Energien (Power- and BioGas-to-Methanol, PBGtM) vorgestellt und techno-ökonomisch bewertet. Dazu erfolgt zunächst eine kurze Beschreibung der Prozesskonzepte und der entsprechenden verfahrenstechnischen Umwandlungsschritte. Anschließend erfolgt die Darstellung der wesentlichen technischen und ökonomischen Merkmale dieser Konzepte. Basierend auf den daraus ableitbaren Erkenntnissen werden abschließend Kernaspekte und Herausforderungen bei der Implementierung derartiger Konzepte in einem Fazit diskutiert.

2 Konzeptbeschreibung

Das Grundkonzept der Umwandlung von Biogas und Elektrizität erneuerbaren Ursprungs in „grünes“ Methanol zeigt Abbildung 1. Das Biogas ist dabei die ausschließliche Kohlenstoff- sowie wesentliche Wasserstoffquelle dieser Methanolproduktion. Durch die Reformierung des Biogases wird ein Synthesegas, vorwiegend bestehend aus Kohlenstoffmonoxid (CO) und Wasserstoff (H₂), hergestellt, das nachfolgend in einer konventionellen Methanolsynthese zum Zielprodukt umgewandelt werden kann. In Abhängigkeit der Biogaszusammensetzung – d. h. dem Verhältnis von CH₄ zu CO₂ – und dem in der Reformierung verwendeten Oxidationsmittel ist der für die Synthese erforderliche H₂-Anteil im Synthesegas in der Regel jedoch deutlich zu gering. Anders als in der konventionellen Produktion üblich, kann durch Zugabe von strombasiertem H₂ aus einer (Wasser-)Elektrolyse dieses Defizit im Synthesegas ausgeglichen werden, ohne durch eine Wassergas-Shift-Reaktion mit anschließender CO₂-Abscheidung „wertvollen“ Kohlenstoff aus dem Prozess ausschleusen zu müssen. Theoretisch ermöglicht dieses Konzept daher eine vollständige Umsetzung des Biogases (CH₄ und CO₂) in das Zielprodukt.

Unter Berücksichtigung prozesseitiger Betriebslimitierungen bietet dieses Konzept darüber hinaus die Möglichkeit stabilisierend auf das Stromnetz zu wirken, indem in Zeiten geringer Stromerzeugung aus Solarenergie und Windkraft Biogas zur Stromproduktion genutzt und die Methanolproduktion verringert wird, während in Zeiten eines Stromüberangebots H₂ zusätzlich aus Netzstrom produziert und zwischengespeichert werden kann.

Das (Roh)Methanol bedarf nach der Synthese lediglich einer Rektifikation zur Erreichung gängiger Methanolstandards, wonach es straßengebunden von der entsprechenden Anlage meist zu den großtechnischen, industriellen Abnehmern transportiert werden kann.

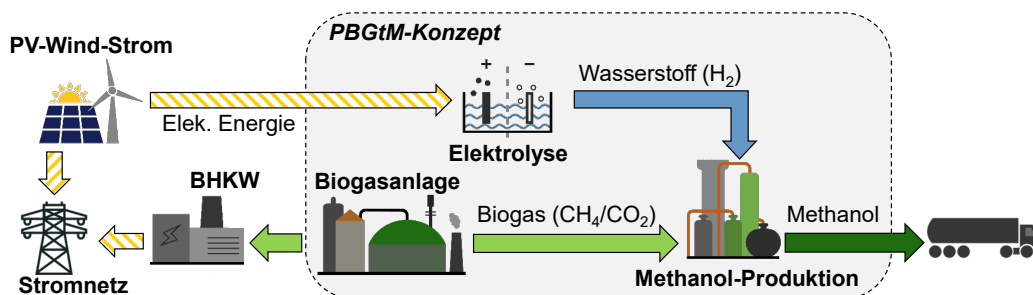


Abb. 1: Das Konzept „Power- and BioGas-to-Methanol“ (© S. Bube)

Während für die CO-basierte Methanolsynthese nur ein Reaktionspfad besteht, kann das Biogas über unterschiedliche Reaktionen mit verschiedenen Oxidationsmitteln reformiert werden. Hierfür kommen im Kontext des Gesamtkonzepts insbesondere die Bi-Reformierung und die Tri-Reformierung in Frage.

- Die Kombination von Dampfreformierung (Oxidationsmittel: H_2O) und Trockenreformierung (Oxidationsmittel: CO_2) ist auch als Bi-Reformierung bekannt. Vorteilhaft ist, dass durch die Zugabe von Wasserdampf die Menge an Oxidationsmittel eingestellt, die Koksbildung unterdrückt und zusätzlich H_2 gewonnen werden kann. Nachteilig ist die auf einem Temperaturniveau von über $800\text{ }^\circ\text{C}$ benötigte Wärme. Im Kontext einer maximierten Kohlenstoffausnutzung – unter Einbezug von elektrischer Energie – ist eine elektrische Reformerbeheizung gegenüber einer Befeuerung mit Biogas als vorteilhaft zu sehen.
- Bei der Tri-Reformierung wird neben H_2O zusätzlich reiner Sauerstoff (O_2) in die Reformierung eingespeist, um die benötigte Wärme durch gleichzeitig ablaufende exotherme Oxidationsreaktionen bereitzustellen (autothermer Betrieb). Im Kontext eines derartigen Gesamtkonzeptes eignet sich diese Option besonders, da ausreichend O_2 aus der Wasserelektrolyse zur Verfügung steht.

Ausgehend davon werden im Folgenden die beiden Anlagenkonzepte (Abb. 2), eine elektrisch beheizte Bi-Reformierung (BiRef) und eine autotherme Tri-Reformierung (TriRef), betrachtet. Die Auslegungsgröße des Prozesses wird auf eine Biogasmenge von ca. $670\text{ m}^3_{\text{N}}/\text{h}$ mit einem $\text{CH}_4:\text{CO}_2$ -Verhältnis von 1,5 festgelegt.

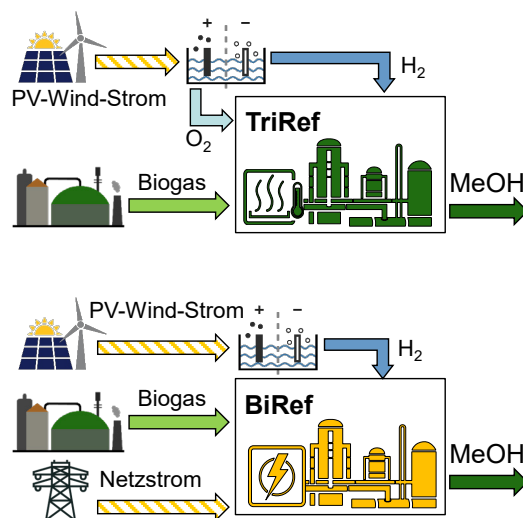


Abb. 2: Schematische Darstellung der betrachteten Anlagenkonzepte (© S. Bube)

3 Konzeptbewertung

Für die Bewertung der Prozesskonzepte werden zum einen technische Kennzahlen (Kohlenstoffnutzung, energetische Effizienz) als auch die Produktionskosten als ökonomische Kennzahl betrachtet. Darüber hinaus wird der Einfluss technischer und ökonomischer Rahmenannahmen auf diese Kennzahlen untersucht, um Haupteinflussfaktoren und Unsicherheiten zu identifizieren.

3.1 Technische Bewertung

Abbildung 3 fasst die Ergebnisse der technischen Bewertung beider PBGtM-Konzepte gegenüber der ausschließlich biogasbasierten Produktion (BGtM) und der rein strombasierten Produktion (PtM) zusammen und stellt aus der Variation technischer Annahmen resultierende Ergebnisbereiche – dargestellt in Form von entsprechenden Fehlerbalken – dar.

Beide PBGtM-Konzepte zeigen sehr hohe Kohlenstoffnutzungseffizienzen. Das heißt: Der im Biogas vorhandene Kohlenstoff wird fast vollständig in Methanol umgesetzt. Das TriRef-Konzept erreicht eine etwas höhere Kohlenstoffeffizienz und damit auch eine etwas höhere Produktionsmenge bei gleichem Biogaseinsatz, bedingt durch die höhere Methanumwandlung infolge der Sauerstoffzugabe im Reformierungsprozess. Dies erhöht jedoch ebenso die Menge an (in Bezug auf die Methanolbildung) überschüssigem Sauerstoff; dadurch steigt wiederum die benötigte H_2 -Menge aus der Elektrolyse. Da die direkte Nutzung von Strom zur Wärmeerzeugung (elektrisch beheizter BiReformer) effizienter ist als die Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse, erzielt die BiRef-Konfiguration trotz einer geringeren Methanolproduktion eine höhere Energieeffizienz.

Der spezifische Biogasbedarf der Konfigurationen beträgt $0,78\text{ m}^3_N/\text{kg}$ in der BiRef-Konfiguration und $0,74\text{ m}^3_N/\text{kg}$ in der TriRef-Konfiguration. Daraus ergeben sich Produktionskapazitäten von 860 bzw. 900 kg/h Methanol.

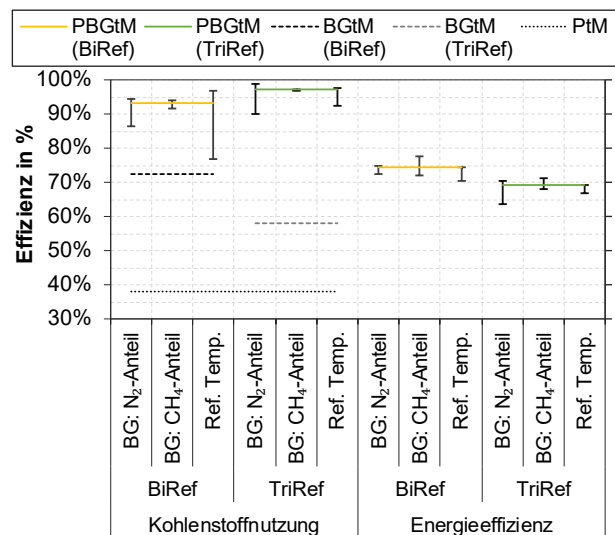


Abb. 3: Technische Kennzahlen des Konzeptvergleichs (BG: Biogas, Ref. Temp.: Reformer-Temperatur) (Bube 2024)

Die Zusammensetzung von Biogas hängt stark vom Substrat und den Betriebsbedingungen ab. Jedoch wirken sich die analysierten Schwankungen im Biogas (z.B. N_2 - und CH_4 -Gehalt) nur moderat auf die Effizienz des PBGtM-Konzepts aus. Ein hoher Methangehalt reduziert den Wasserstoffbedarf aus der Elektrolyse und steigert so die Gesamtenergieeffizienz, während die Kohlenstoffeffizienz (insbesondere bei TriRef) kaum beeinflusst wird. Bezüglich der im Reformer herrschenden Temperatur zeigt die Parametervariation, dass höhere Reaktortemperaturen, sofern technisch realisierbar, insbesondere in der BiRef-Konfiguration die Kohlenstoffeffizienz deutlich steigern können. Gegenüber den Umwandlungskonzepten mit ausschließlich strombasierter (PtM) oder rein biogasbasierter Methanolproduktion können im PBGtM-Konzept deutlich höhere Methanolmengen auf Basis der gleichen Biogasmenge produziert werden.

3.2 Ökonomische Bewertung

Die ökonomische Betrachtung (Abb. 4) zeigt, dass die Kosten der Methanolproduktion für die BiRef- und die TriRef-Konfigurationen ähnlich ausfallen. Beide PBGTm-Konzepte weisen eine gleichmäßige Kostenverteilung auf. Der größte Unterschied liegt in den Anteilen von Netzstrom- und Wasserstoffkosten. Beim TriRef-Konzept sind die Wasserstoffkosten aufgrund des höheren H₂-Bedarfs deutlich höher; dies kann nur teilweise durch niedrigere Netzstromkosten im Vergleich zur BiRef-Konfiguration kompensiert werden. Unter den im Basisfall getroffenen Annahmen liegen die Produktionskosten für beide Konfigurationen bei ca. 1.300 €/t.

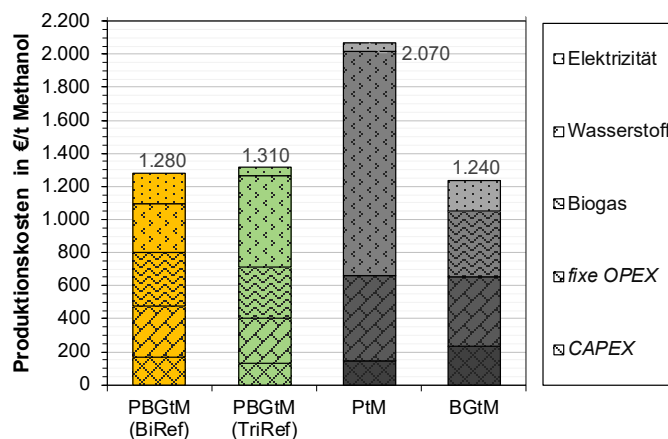


Abb. 4: Ökonomische Kennzahlen des Konzeptvergleichs (Kernannahmen: Biogasleistung 670 m³_N/h, H₂-Preis: 7 €/kg, Biogaspreis: 72 €/MWh_{LHV}, Netzstrompreis: 130 €/MWh) (Bube 2024)

In der hier untersuchten dezentralen Produktion, die mengenmäßig durch die lokale Biogasverfügbarkeit limitiert ist, zeigt das hybride Konzept (PBGtM) deutliche Kostenvorteile gegenüber der rein strombasierten (PtM) Methanolproduktion. Dies ist hauptsächlich bedingt durch die geringeren Wasserstoffkosten und der höheren Methanolproduktionskapazität (Economies of Scale). Die ausschließlich biogasbasierte Produktion (BGtM) führt unter den angenommenen Rahmenbedingungen zu ähnlichen Kosten wie der hybride Ansatz. Kostenvorteile durch den Wegfall der kostenintensiven Elektrolyse werden durch die geringere Produktionskapazität bei der zugrunde gelegten Biogasmenge nahezu vollständig kompensiert.

Die Ergebnisse der Parametervariation (Abb. 5) zeigen, dass Änderungen in den jährlichen Volllaststunden im erwarteten Schwankungsbereich nur einen geringen Einfluss auf die Produktionskosten haben. Dagegen ist die realisierbare Anlagenkapazität diesbezüglich von entscheidender Bedeutung. Eine Halbierung der Produktionskapazität im Basisfall (ca. 900 kg/h Methanol; 670 m³_N/h Biogas) erhöht die Kosten um etwa 30 %, während eine Verzehnfachung der Kapazität die Produktionskosten um über 20 % senken kann. Schwankungen bei den Rohstoffkosten – insbesondere beim Biogas – können zu einem Kostenanstieg von bis zu 40 % führen. Auch die Wasserstoffkosten sind vor allem beim TriRef-Konzept relevant, führen aber lediglich zu einer Veränderung von ±12 %.

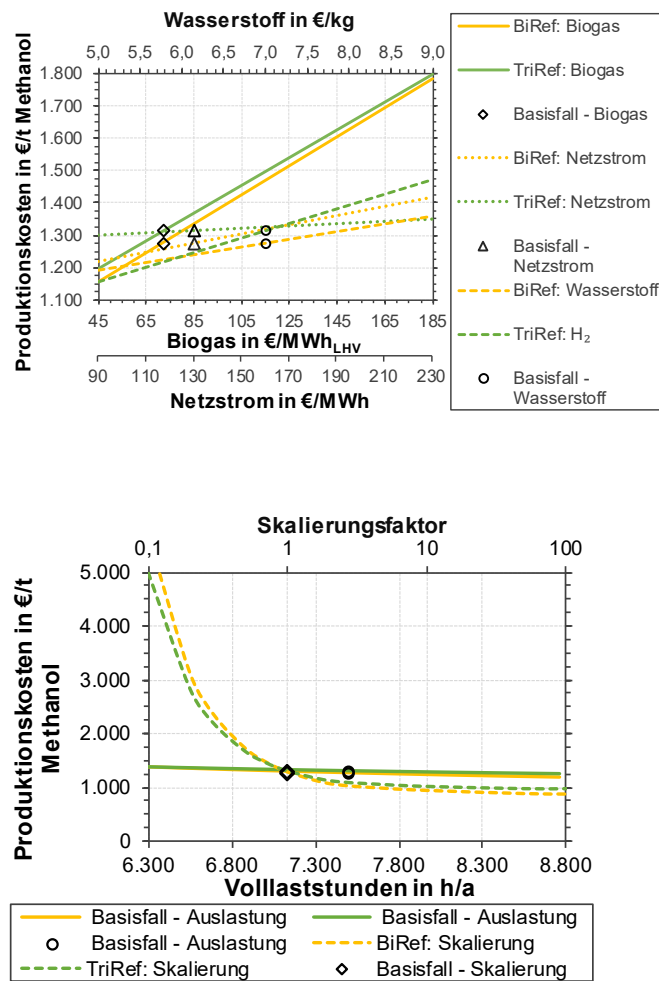


Abb. 5: Produktionskosten für Methanol unter Parametervariation (Bube 2024)

3 Fazit

Die Transformation des Energiesystems erzwingt eine Neubewertung im Umgang mit biogenen Kohlenstoffquellen. Die stoffliche Nutzung von Biogas – insbesondere im Rahmen der dezentralen Methanolproduktion unter Einbindung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Energien (PBGtM) – stellt eine vielversprechende Option dar, um Kohlenwasserstoffverbindungen bereitzustellen, mit denen fossile Kohlenstoffträger in schwer oder nicht elektrifizierbaren Sektoren wie der chemischen Industrie oder dem Luft- und Seeverkehr substituiert werden können. Die techno-ökonomische Analyse zeigt, dass durch die Integration von Elektrizität die Kohlenstoffeffizienz und Produktionskapazität im Vergleich zu ausschließlich biogasbasierten oder strombasierten Konzepten signifikant gesteigert und dadurch die Kosten potenziell gesenkt werden können. Für Biogasanlagenbetreiber stellt eine derartige Umwandlung des Biogases in einen flüssigen Kohlenwasserstoff demnach eine mögliche Option dar, auch in einem weitgehend mittels Photovoltaiksystemen und Windkraftanlagen versorgten Stromsystem, langfristig Biogas erzeugen und

nutzen zu können; dies gilt aufgrund von Economy-of-Scale-Effekten insbesondere für mittelgroße und große Biogasanlagen. Entscheidend ist hierfür jedoch u.a. die zukünftige Nachfrage und die damit verbundene Zahlungsbereitschaft für „grünes“ Methanol, die bisher maßgeblich durch regulatorische Anreize (Renewable Energy Directive, ReFuelEU Aviation etc.) bestimmt wird. Herausforderungen für die kommerzielle Umsetzung bestehen derzeit insbesondere in der technischen Reife möglicher Reformierungsverfahren zur effizienten Umwandlung von Biogas. Auch der dezentrale Einsatz derartiger verfahrenstechnischer Anlagen in ländlichen Räumen an den entsprechenden Biogasanlagen erfordert Lösungen für Genehmigungsprozesse, Sicherheitsanforderungen und Betriebsorganisationen. Um die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber fossilen und rein biogenen Verfahren sicherzustellen, sind eine hohe Standardisierung und Automatisierung der Anlagen sowie geringe Elektrolyseurkosten entscheidend. Trotz dieser Hürden bietet das PBGTm-Konzept ein hohes Potenzial zur Erschließung zusätzlicher, nachhaltiger Kohlenstoffquellen – und das insbesondere vor dem Hintergrund der potenziell stark steigenden Nachfrage an treibhausgasneutralen Kraftstoffen und Chemikalien.

Literatur

Bube, S.; Sens, L; Drawer, C.; Kaltschmitt, M. (2024): Power and biogas to methanol – A techno-economic analysis of carbon-maximized green methanol production via two reforming approaches. Energy Conversion and Management 304(2020) 118220, doi.10.1016/j.enconman.2024.118220

Förderhinweis

Die dargestellten Ergebnisse beruhen auf der im Literaturverzeichnis aufgeführten Publikation sowie auf Erkenntnissen aus dem Projekt „Studie PBGTm“, welches durch das Niedersächsische Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, im Rahmen einer Zuwendung des Landes Niedersachsen zum Gesellschaftsvertrag Landwirtschaft.Ernährung.Zukunft im Maßnahmepaket Stadt.Land.ZUKUNFT „Wirtschaftsförderfonds – Ökologischer Bereich“, gefördert wurde.

Hochflexible Biomethan-BHKW-Anlagen und der Einfluss eines Biomethanspeichers auf den möglichen Biogaspreis für Post-EEG-Biogasanlagen

JOHANNES IDDA, VOLKER SELLENEIT, UWE HOLZHAMMER

1 Hintergrund

Der Einsatz hochflexibler Biomethan-BHKW (Blockheizkraftwerke) zur Stromerzeugung gewinnt im Zuge der Energiewende zunehmend an Bedeutung, insbesondere als wetterunabhängige Ergänzung zu fluktuierenden erneuerbaren Energien wie Wind und Photovoltaik. Als systemdienliche Kraftwerke soll der Einsatz zukünftig gezielt in Zeiten hoher residualer Stromnachfrage erfolgen und ein Teil der Lösung zur diskutierten Dunkelflaute sein. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG 2023 schafft durch spezifische Fördermechanismen gezielte Anreize für die Errichtung und den Betrieb dieser Anlagen. Trotz dieser Anreize fällt die Teilnahme an den entsprechenden Ausschreibungen bislang zurückhaltend aus. Ein wesentlicher Grund liegt in wirtschaftlichen und regulatorischen Unsicherheiten entlang der Biomethan-Prozesskette. Die Bereitstellung von Biomethan für die Strom- und Wärmeerzeugung im BHKW umfasst mehrere Wertschöpfungsstufen. Diese reichen von der Biogasproduktion und -aufbereitung zu Biomethan, über die Einspeisung und den Transport und Handel im Erdgasnetz bis hin zur Verstromung am Zielort (Abb. 1).

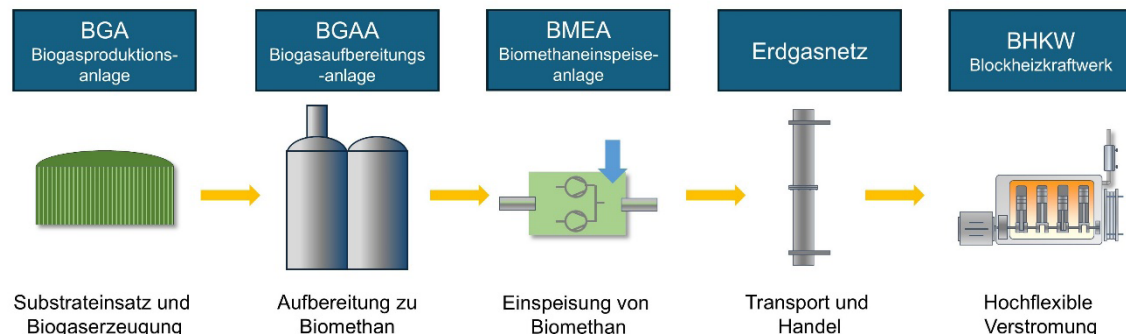


Abb. 1: Schematische Darstellung der Biomethanprozesskette – von der Biogasproduktion bis zur hochflexiblen Verstromung im Biomethan BHKW (© J. Idda, InES)

Entsprechend lassen sich die Biomethanbereitstellungskosten den jeweiligen Abschnitten der Prozesskette zuordnen, um eine strukturierte Betrachtung der Kostenentwicklung zu ermöglichen. Vor diesem Hintergrund rückt der Einsatz eines Biomethanspeichers am Ausspeisepunkt des Erdgasnetzes als vielversprechende kostenbeeinflussende Option in den Fokus. Durch die dadurch ermöglichte zeitliche Entkopplung des Gasbezugs aus dem Erdgasnetz vom tatsächlichen Gasverbrauch im BHKW kann die maximale stündliche Bezugsleistung durch den Einsatz externer Speicher gezielt reduziert werden. Auf diese Weise können die leistungsbezogenen Netzkosten – Netznutzungsentgelte und Umlagen – reduziert werden. Die folgende Analyse konzentriert sich technisch auf den Einsatz von Doppelmembrangasspeichern zur Kostenreduzierung an der Schnittstelle zwischen Gasentnahme und Verstromung. Die potenziell daraus resultierende Senkung der Gesamtbereitstellungskosten kann bei gleichbleibender Erlöslage die wirt-

schaftlichen Spielräume für die Vergütung des eingesetzten Biorohgases verbessern, da sich dadurch die Zahlungsbereitschaft für das Biorohgas erhöhen kann und so die Perspektive von Post-EEG-Biogasanlagen gestärkt wird.

2 Methodik

Um die potenzielle Reduzierung der Biomethanbereitstellungskosten durch Einsatz eines Doppelmembrangasspeichers zu quantifizieren, erfolgt eine techno-ökonomische Modellierung eines ausgewählten Abschnittes der Biomethanprozesskette. Fokussiert wird hierbei der Bereich zwischen Gasnetzentnahme und Verstromung des Biomethans mittels strompreisgeführten BHKWs. Dies schließt folgende Abschnitte der Prozesskette mit ein:

- Transport, Handel von Biomethan über das Erdgasnetz,
- physikalischer Netzanschluss (ausspeiseseitig) sowie
- die Zwischenspeicherung in einem Doppelmembrangasspeicher.

Für die ökonomische Bewertung wird je BHKW ein Referenzszenario ohne Gasspeicher einem Szenarienraum mit Zwischenspeicherung in einem Doppelmembrangasspeicher am Ausspeisepunkt gegenübergestellt. Der Szenarienraum ergibt sich dabei aus der Variation der Speicherkapazität des Doppelmembrangasspeichers und der maximalen stündlichen Gasbezugsleistung, welche maßgeblich die leistungsabhängigen Netzkosten beeinflusst. Der Vergleich erfolgt unter variierenden Rahmenbedingungen, darunter acht unterschiedliche Netznutzungsentgeltstrukturen sowie installierte elektrische Leistungen des BHKW von 5, 10 und 20 MW_{el}. Abbildung 2 veranschaulicht diesen Vergleich schematisch für die Prozesskette ohne und mit Gasspeicher für den exemplarischen Fall geringerer Bereitstellungskosten durch die Nutzung eines Gasspeichers. Es wird in der Abbildung die jeweilige (ohne und mit Gasspeicher) Zusammensetzung der Kostenstruktur gegenübergestellt. Da die spezifischen Kosten für die Biogasproduktion, -aufbereitung sowie die Einspeisung von Biomethan (nicht sensitiver Bestandteil der Prozesskette) in beiden untersuchten Szenarien identisch sind, werden diese Kostenbestandteile für diesen Vergleich nicht weiter betrachtet.

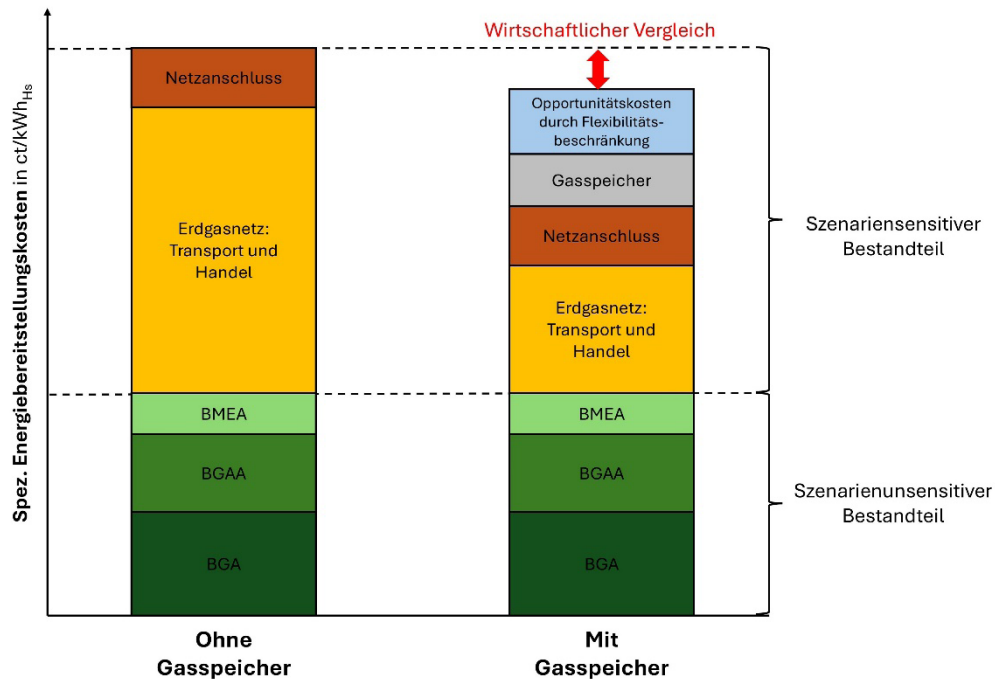


Abb. 2: Vergleich der spezifischen Energiebereitstellungskosten mit und ohne Einsatz eines Gasspeichers am Ausspisepunkt des Erdgasnetzes (© J. Idda, InES)

Die spezifischen Biomethanbereitstellungskosten (ct/kWh_{Hs}) werden unter Anwendung der Annuitätenmethode VDI 2067-1 (VDI 2012) ermittelt. Dabei erfolgt eine differenzierte Betrachtung der kapital-, betriebs- und bedarfsgebundenen Kosten für die Abschnitte Netzanschluss, Erdgasnetz sowie Gasspeicher. Die Investitionskosten des Doppelmembrangasspeichers werden primär über eine empirische Kostenfunktion aus (Dotzauer 2024) abgeleitet. Diese berücksichtigt Speichervolumen sowie die installierte elektrische Leistung des zugeordneten BHKWs. Ergänzend werden Preisindexierung sowie Zuschläge (u. a. für Überdimensionierung, Tiefbau und die laufende Instandhaltung) berücksichtigt, um die Kosten realitätsnah abzubilden. Die durch den Gasspeichereinsatz potenziell reduzierbaren leistungsabhängigen Kostenpositionen im Zusammenhang mit dem Transport und Handel im Erdgasnetz umfassen den leistungsbezogenen Anteil der Netznutzungsentgelte, die Biogas- sowie die Marktraumumstellungsumlage. Um die Auswirkungen standortspezifischer Unterschiede der Gasnetztopografie und die damit verbundenen Netznutzungsentgelte adäquat abzubilden, werden acht repräsentativ ausgewählte Netznutzungsentgeltstrukturen einbezogen. Die Auswahl orientiert sich an einer regionalen und strukturellen Diversität (ländlich/städtisch), um ein realistisches Spektrum potenzieller Rahmenbedingungen zu erfassen.

Zudem werden Opportunitätskosten berücksichtigt, die sich aus entgangenen Strommarkterlösen ergeben. Diese sind auf die Flexibilitätsbeschränkung des BHKW-Betriebs bei der Stromproduktion infolge des Gasspeichereinsatzes zurückzuführen. Im Gegensatz zum direkten Gasnetzanschluss ist die Gasverfügbarkeit durch die begrenzte Speicherkapazität sowie die gezielte Reduzierung der Gasbezugsleistung aus dem Erdgasnetz eingeschränkt. Die Quantifizierung dieser Opportunitätskosten erfolgt über eine vereinfachte Fahrplanoptimierung, in der für beide Szenarien (mit und ohne Speicher) jeweils ein idealisierter, strompreisgeführter Betrieb simuliert wird. Dies erfolgt unter mehreren Annahmen: 876 Volllaststunden pro Jahr, einem elektrischen Wirkungsgrad von 45 % (heizwertbezogen), einer Untergrenze für den Teil-

lastbetrieb von 50 % und der Einhaltung des Qualitätskriteriums (§ 50 Abs. 3 EEG), das Voraussetzung für die Förderfähigkeit ist. Abbildung 3 zeigt exemplarisch den einwöchigen Betriebsverlauf eines BHKWs für den Fall eines Gasspeichers mit einem Volumen von 10.000 Nm³ und einer auf 200 Nm³/h begrenzten maximalen Gasbezugsleistung aus dem Erdgasnetz. Dies entspricht etwa 18,6 % des Gasbedarfs des BHKW bei Volllastbetrieb.

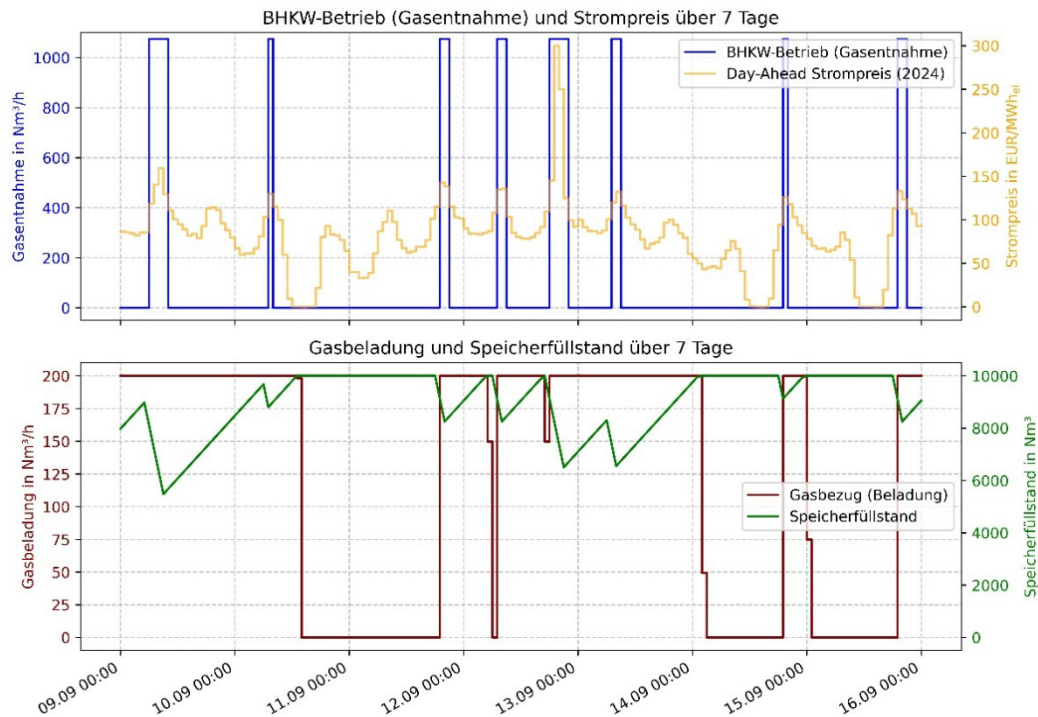


Abb. 3: Exemplarischer BHKW-Betriebsverlauf für ein 5-MW_{el}-BHKW mit Gasspeicher und begrenzter Erdgasnetzbezugsleistung (© J. Idda, InES)

Die Erlösdifferenz wird in spezifischen Kosten (ct/kWh_{H₂}) ausgewiesen, um sie in die ökonomische Gesamtbewertung zu integrieren. Das zugrunde liegende Optimierungsmodell basiert auf einem Mixed-Integer-Linear-Programming(MILP)-Ansatz unter Verwendung von Day-ahead-Börsenstrompreisen der Jahre 2019, 2020, 2023 und 2024. Zur separaten Analyse des Einflusses hoher Börsenstrompreise sowie langanhaltender Hochpreisphasen wird zusätzlich das Jahr 2022 berücksichtigt, in dem es infolge der Energiekrise zu außergewöhnlichen Bedingungen kam. Die Strompreisdaten entstammen der Plattform SMARD der Bundesnetzagentur (BNetzA 2025). Da die Methodik gemäß VDI 2067 (2012) zukünftige Zahlungsströme in nominalen Werten abbildet, erfolgt eine Inflationsbereinigung über das Verhältnis der Barwertfaktoren bei nominaler und realer Betrachtung unter Annahme einer Inflationsrate von 2 %.

3 Ergebnisse und Diskussion

Für alle betrachteten BHKW-Leistungsgrößen (5, 10 und 20 MW_{el}) zeigt die Simulation, dass der Einsatz eines Doppelmembrangasspeichers grundsätzlich zur Reduzierung der spezifischen Biomethanbereitstellungskosten und somit zur Erhöhung der Zahlungsbereitschaft für das Biorohgas für Ex-Post-EEG-Biogasanlagen beitragen kann. Die Höhe der Einsparungen an diesen Prozessabschnitt variiert dabei in Abhängigkeit von den Rahmenbedingungen: Gasspeicherkapazität, maximale Gasbezugsleistung aus dem Erdgasnetz und Netznutzungsentgeltstruktur. Vor allem bei hohen leistungsbezogenen Netzentgelten hat der Gasspeicher relevanten Einfluss auf die Biomethankosten für das BHKW. In Abbildung 4 ist das ermittelte maximale Reduzierungspotenzial der Biomethanbereitstellungskosten inkl. der Kosten für den entsprechenden Gasspeicher differenziert nach den berücksichtigten Netznutzungsentgelten dargestellt. Die Bandbreite liegt zwischen 0,45 und 1,68 ct/kWh_{H₂}. Diese maximalen Einsparungen werden jeweils unter einer spezifischen Kombination aus kostenoptimaler Gasspeicherkapazität und maximaler Gasbezugsleistung erreicht. Die Ergebnisse verdeutlichen zudem, dass die Netznutzungsentgelte – und damit der konkrete Anlagenstandort – einen maßgeblichen Einfluss auf die Kostenreduktionspotenziale des Gasspeichereinsatzes haben, da die Entgeltstrukturen regional erheblich variieren können.

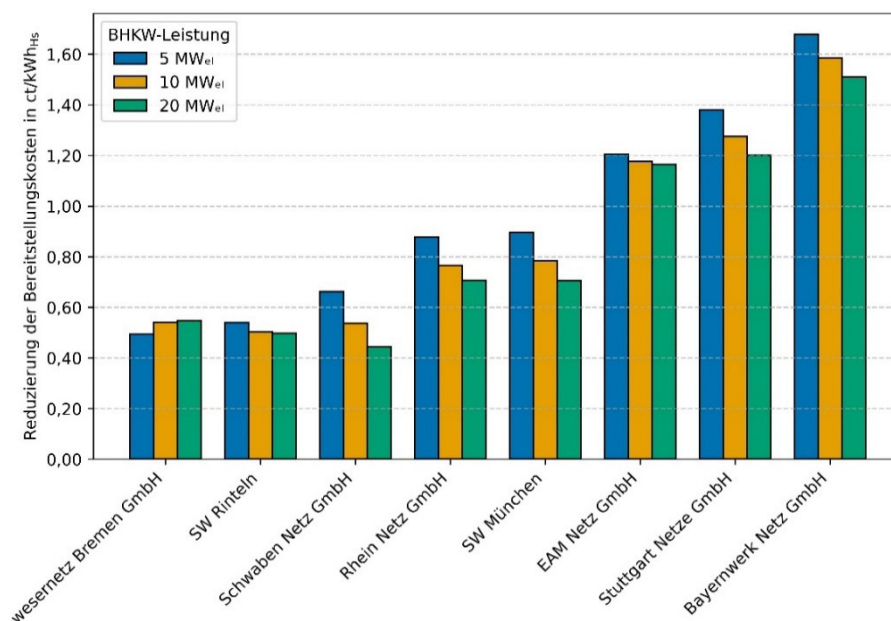


Abb. 4: Reduzierungspotenzial der Biomethanbereitstellungskosten in Abhängigkeit ausgewählter Netznutzungsentgelte (© J. Idda, InES)

Abbildung 5 veranschaulicht exemplarisch für ein BHKW mit 5 MW_{el} die Zusammensetzung der spezifischen Biomethanbereitstellungskosten im betrachteten Abschnitt der Prozesskette (zwischen Gasnetz-entnahmen und BHKW-Flansch). Der Vergleich erfolgt auf Grundlage der Netznutzungsentgelte mit den geringsten leistungsabhängigen Kosten (wesernetz Bremen GmbH) für die 5-MW_{el}-BHKW-Leistungs-klasse. Dargestellt sind ausgewählte Gasspeicherszenarien im Vergleich zum Referenzfall ohne Speicher (rechtsseitig). Die Szenarien kombinieren jeweils eine festgelegte maximale Gasbezugsleistung (x-Ach-

se) mit der zugehörigen, innerhalb der Simulation kostenoptimalen ermittelten Gasspeicherkapazität. Die jeweilige Speichergröße in Nm^3 ist am entsprechenden Kostenbalken ausgewiesen.

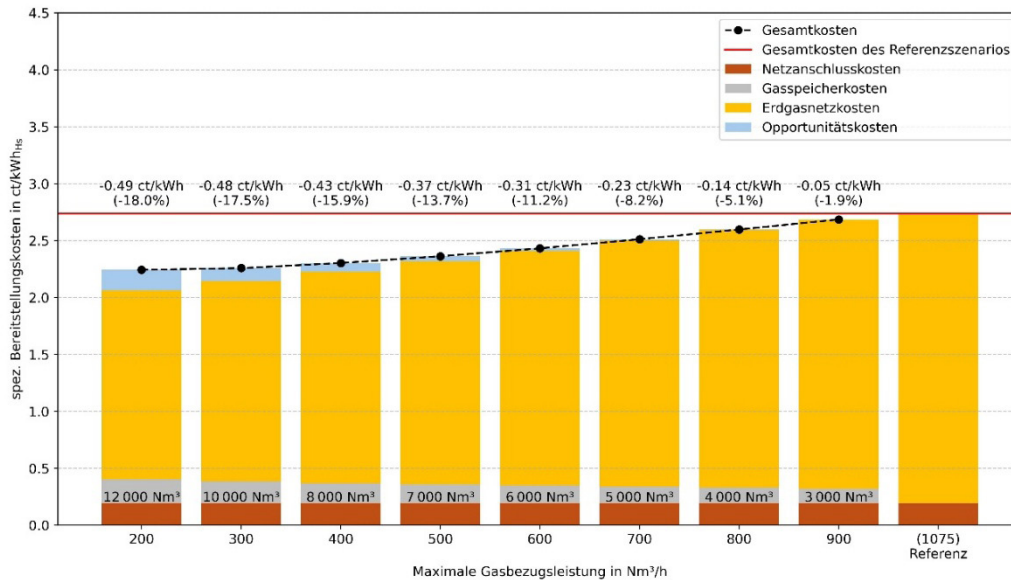


Abb. 5: Zusammensetzung der szenariensensitiven Biomethanbereitstellungskosten (© J. Idda, InES)

Abbildung 5 zeigt, dass mit sinkender maximaler Gasbezugsleistung die Kostenanteile des Erdgasnetzes signifikant abnehmen. Trotz der zusätzlich anfallenden Gasspeicherkosten sowie Opportunitätskosten (entgangene Stromerlöse) lässt sich unter diesen Bedingungen eine Reduzierung der Gesamtkosten gegenüber dem Referenzszenario erzielen. Darüber hinaus werden zentrale Wirkzusammenhänge zwischen technischen und ökonomischen Einflussgrößen deutlich: So steigen die Opportunitätskosten infolge reduzierter Strommarkterlöse bei abnehmender maximaler Gasbezugsleistung nicht linear, sondern überproportional an. Gleichzeitig wird deutlich, dass sich das Speicherkapazitätsoptimum im Hinblick auf die Kosteneffizienz bei abnehmender maximaler Gasbezugsleistung systematisch in Richtung größerer Speicherkapazitäten verschiebt.

Eine Analyse unter Berücksichtigung der ungewöhnlichen Börsenstrompreise des Jahres 2022 verdeutlicht, dass hohe Strompreisniveaus in Verbindung mit langanhaltenden Hochpreisphasen zu signifikant erhöhten Opportunitätskosten führen können. Dies wird erwartungsgemäß insbesondere in Szenarien mit begrenzter Gasverfügbarkeit durch eine geringe Speicherkapazität und niedrigen maximalen Gasbezugsleistung deutlich. Im ungünstigsten betrachteten Fall liegt der durchschnittlich erzielbare Stromerlös im Jahr 2022 bei lediglich ca. 79 % des Referenzszenarios ohne Gasspeicher. Gleichzeitig ist zu beachten, dass die Stromerlöse in diesem Szenario im Vergleich zu den weiteren betrachteten Jahren deutlich höher ausfallen. Grundsätzlich kann eine größere Speicherauslegung in Hochpreissituationen dazu beitragen, die Opportunitätskosten zu begrenzen.

4 Einschränkungen und Übertragbarkeit der Ergebnisse

In praktischen Anwendungen ist neben den ökonomischen und regulatorischen Rahmenbedingungen auch der physische Platzbedarf des Speichers und mögliche Genehmigungsaufgaben zu berücksichtigen. So können standortspezifische Einschränkungen die Integration eines Gasspeichers erschweren und die maximal mögliche Speicherkapazität begrenzen. Die Eingrenzung der Netznutzungsentgelte erfolgt auf Grundlage von acht unterschiedlichen Tarifstrukturen, die ländliche und städtische Verteilnetzbetreiber berücksichtigen sowie aus verschiedenen Bundesländern ausgewählt wurden. In der Praxis ist jedoch davon auszugehen, dass darüber hinaus weitere Tarife existieren, deren Charakteristika sowohl in der absoluten Höhe als auch hinsichtlich der leistungs- und arbeitsbezogenen Kostenbestandteile über bzw. unter den betrachteten Bandbreiten liegt. Zudem basiert die Ermittlung der Opportunitätskosten am Strommarkt auf einer Ex-post-Betrachtung mit vollständigem Wissen über den Jahresverlauf der Börsenstrompreise. Diese Betrachtung kann den tatsächlichen BHKW-Betrieb nur eingeschränkt abbilden. Neben der Reduzierung der Biomethanbereitstellungskosten kann der Gasspeicher auch zur technischen Realisierbarkeit größerer BHKW-Anlagen an Standorten mit begrenzter Gastransportkapazität des Verteilnetzes beitragen. Vor allem in Netzen mit niedriger Druckstufe oder bei langen Anschlussleitungen mit entsprechendem Druckabfall kann es zu Einschränkungen bei der Bereitstellung der für den Betrieb größerer BHKW erforderlichen Erdgasauspeiseleistung kommen. Durch die Entkopplung von Erdgasnetzbezug und Gasbedarf des BHKWs über die Zwischenspeicherung kann der Betrieb leistungsstärkerer BHKW-Anlagen trotz begrenzter Gasbezugsleistung ermöglicht werden. So lassen sich zusätzlich Standorte erschließen, die ohne Gasspeicher technisch oder wirtschaftlich nicht nutzbar wären. Offen ist, inwieweit an diesen Standorten auch relevante Wärmesenken zu finden sind. Diesbezüglich gilt es weitere umfangreiche Untersuchungen vorzunehmen.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Die Biomethanverstromung in hochflexiblen BHKW steht vor großen ökonomischen Herausforderungen. Vor diesem Hintergrund kann der Einsatz eines Gasspeichers am Auspeisepunkt des Erdgasnetzes vor allem bei Netznutzungsentgelten mit hohen leistungsbezogenen Kosten, ausreichendem Platzangebot und einer grundsätzlichen Genehmigungsfähigkeit die Gesamtbiomethanbereitstellungskosten der Prozesskette deutlich senken. Dadurch erhöht sich bei unveränderter Erlössituation der Spielraum für einen höheren Vergütungspreis für das eingesetzte Biorohgas von 0,49 bis zu 1,86 ct/kWh_{Hu} (heizwertbezogen). Dies wiederum könnte ein entscheidender Beitrag sein, um Post-EEG-Biogasanlagen den alternativen Nutzungszweig der Biomethanbereitstellung lukrativ zu machen. Zudem ermöglicht der Gasspeicher durch die Entkopplung von Gasbezug und -verbrauch auch an technisch begrenzten Netzanschlusspunkten leichter den ökonomischen Betrieb leistungsstärkerer BHKW-Anlagen. Dies kann insbesondere zur Erschließung zusätzlicher Standorte beitragen, die ohne Zwischenspeicherung nicht nutzbar wären. Standorte mit erschlossener Erdgasinfrastruktur, Platz für Gasspeicher und Wärmesenken können perspektivisch auch für die effiziente Nutzung alternativer gasförmiger Energieträger wie Wasserstoff von strategischer Bedeutung sein. Für diese Entwicklung könnte die Biomethanbranche entsprechend Wegbereiter sein.

Literatur

BNetzA (2025): SMARD – Marktdaten Strom. Großhandelspreise Deutschland (stündlich). Bundesnetzagentur.
<https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten/>, Zugriff am 19.04.2025

Dotzauer, M. (2024): Determining optimal component configurations for flexible biogas plants based on power prices of 2020–2022 and the legislation framework in Germany. Renewable Energy 236,
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121252>

VDI (2012): VDI-Richtlinie 2067 Blatt 1 – Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen.
Berlin, Beuth Verlag GmbH

Förderhinweis

Die Förderung des Vorhabens BioM0876 (Förderkennzeichen: 2221NR085A) erfolgt aus Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) aufgrund eines Beschlusses des deutschen Bundestages. Die Projektträgerschaft erfolgt über die Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR).

Optimierte Gaswäsche für einen skalierbaren und an die Rohgasinfrastruktur angepassten Ausbau der Biomethanproduktion – das Triple-A-Verfahren (AmbientAminAbsorption)

MILAD ROUSTA, JIANING SONG, MARC OLIVER SCHMID, ULRICH VOGT, LUDGER ELTROP

1 Einleitung

Die Biogaserzeugung in landwirtschaftlichen Biogasanlagen (BGA) sowie deren Nutzung zur Strom- und Wärmeerzeugung ist in Deutschland eng mit der landwirtschaftlichen Struktur verknüpft. Getrieben von steigenden Anforderungen an die THG-Minderung und neuen Marktanreizen, eröffnet der Biomethanweg auch Bestandsanlagen neue Optionen außerhalb der EEG-geförderten Vor-Ort-Verstromung. Insbesondere der wachsende Bedarf im Schwerlastverkehr, der Industrie sowie der europäische Biomethanhandel fördern diesen Trend. Dabei dominieren kleinere Anlagen, die in der Regel eine Leistungsklasse von kleiner 250 Nm³/h aufweisen und mit hohem Wirtschaftsdüngeranteil ein erhebliches THG-Minderungspotenzial bieten. Allerdings fallen die spezifischen Aufbereitungskosten für kleinere Anlagen im Vergleich zu großtechnischen Anlagen deutlich höher aus. Daraus ergibt sich ein klarer Bedarf an neuen, wirtschaftlichen und kleinskaligen Gasaufbereitungstechnologien, die sich zugleich einfach in bestehende landwirtschaftliche Betriebs- und Stoffkreisläufe integrieren lassen. Würden sich die Aufbereitungskosten auf einem ähnlichen Niveau wie die von größeren Anlagen etablieren, erhöhen sich die Konkurrenzfähigkeit kleinerer Biogasanlagen.

2 Methoden

Das Triple-A-Verfahren hat sich vor diesem Hintergrund zum Ziel gesetzt, ein neues, robustes und kleinskaliges Aufbereitungsverfahren für den kleinen BG-Anlagensektor zu entwickeln. Die sogenannte Triple-A-Technologie stellt eine abgewandelte chemische Gaswäsche dar, in der eine Aminlösung (Aminosäuresalze) zur Bindung (Absorption) von CO₂ und anderen Gaskomponenten aus Rohbiogas eingesetzt wird. Der Prozess läuft dabei annähernd unter Umgebungsbedingungen (Ambient) ab und verspricht so eine große Robustheit, einfache Handhabung und einen geringen Energiebedarf. Die Schwerpunkte des Vorhabens sind in die zwei Teilbereiche gegliedert: 1) experimentelle Entwicklungen, 2) Umsetzung und Transferforschung. Im Projekt wurde dazu die Nutzung von Aminosäuren an einer Technikumsanlage im Labor experimentell untersucht und auch in einer Praxis-Biogasanlage mit Rohbiogas aus dem laufenden Betrieb praktisch erprobt. Parallel dazu wurden technische, ökonomische und ökologische Parameter des Gasreinigungsverfahrens ermittelt, bilanziert und mit anderen Gasaufbereitungstechnologien verglichen, insbesondere im Hinblick auf eine Umsetzbarkeit an kleineren Anlagen. Hierfür werden bestehenden Modelle im Bereich Prozesssimulation, THG-Bilanzierung und Betriebswirtschaft eingesetzt.

2.1 Verfahrenstechnische Entwicklungen

Im Rahmen des Projekts wurde das Verfahren vom Labormaßstab bis hin zum Technikumsmaßstab weiterentwickelt und abschließend in Form einer Demonstrationsanlage an einer Praxis-Biogasanlage erprobt.

In Abbildung 1 ist das Verfahrensschema der Technikumsanlage CABI (chemische Absorptionsanlage zur CO₂-Abscheidung aus Biogas) dargestellt. Zentrale Anlagenbestandteile sind die Absorptions- und Desorptionsstrecken, die für einen verbesserten Gasaustausch als statische Mischer mit langer Strecke ausgeführt sind. Im linken Teil der Abbildung ist der Absorber dargestellt und das rechte mehrgängige Rohr ist der Desorber. In der Mitte ist der Pufferspeicher mit einem Heizflansch und drei Heizstäben für die Erwärmung der Absorptionslösung. Die Lösung wird durch zwei Pumpen kontinuierlich in den Absorber bzw. den Desorber eingebracht.

Im Gleichstrom wird das Biogas durch eine Ex-Schutz-Pumpe gefördert. Am Ende des Absorbers wird das aufbereitete Gas (Reingas) über einen Gas-Flüssigkeits-Abscheider geführt, um dem Austrag von Absorptionslösung entgegenzuwirken. Die beladene Absorptionslösung (reiche Lösung) wird danach schwerkraftgetrieben durch einen Siphon zurück in den Behälter und anschließend mittels einer weiteren Pumpe dem Desorber zugeführt. Die Desorption erfolgt in einem ähnlichen System. Statt des Rohbiogases wird Druckluft als Strippluft im Gleichstrom mit der beladenen Absorptionslösung in den Desorber eingebracht. Die regenerierte Absorptionslösung wird analog wieder in die Absorptionseinheit geführt.

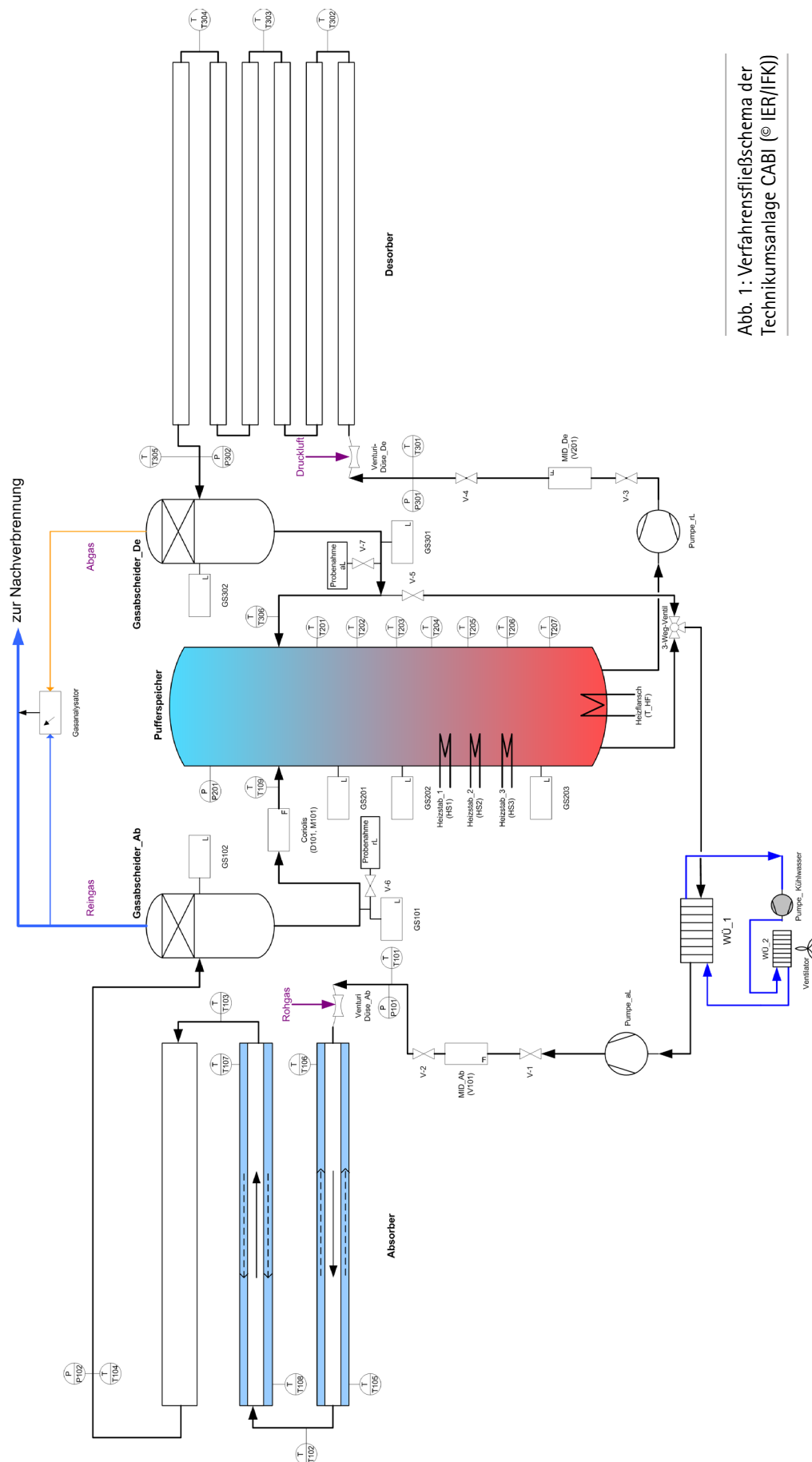


Abb. 1: Verfahrensfließschema der Technikumsanlage CABI (© IER/IFK)

In Tabelle 1 sind die Betriebsparameter im Technikum unter Praxisbedingungen aufgeführt. Die Versuche wurden mit einer 1-molaren Lösung an K-Threonin als Absorptionslösung durchgeführt. Zwei wichtige Parameter – das L/G-Verhältnis und die Temperaturdifferenz zwischen Absorber und Desorber – wurden variiert. Darüber hinaus wurde die Langzeitstabilität der Anlage und der Absorptionslösung durch den Dauerbetrieb untersucht.

Tab. 1: Übersicht der Betriebsbedingungen in der Technikumsanlage

Kategorie		Einheit	Wert
L/G-Verhältnis	Absorption	l/m ³	400–1.000
	Desorption		ca. 500
Temperaturdifferenz		K	5–17
Gasdurchsatz	Rohbiogas	m ³ /h	1
	Strippluft		3,3
Absorptionslösung		-	1 M K-Threonin (1-molare L-Threonin-Lösung mit KOH aktiviert)

Während des Praxisbetriebs wurden regelmäßig Proben entnommen, um die CO₂-Beladung und den Metallgehalt der Absorptionslösung analytisch zu bestimmen.

Gravimetrische CO₂-Bestimmung

Die CO₂-Beladung der Lösung wurde durch gravimetrische Analytik bestimmt. Das Prinzip der Analytik ist dabei das Aufstellen einer Massenbilanz vor und nach der Zugabe der 5 M Salzsäure:

$$m_{Probe,i} - m_{CO_2} = m_{CO_2,freie,i} \quad (Gl. 1)$$

$$\alpha_i = \frac{m_{Probe,i} - m_{CO_2,freie,i}}{m_{Probe,i}} \quad (Gl. 2)$$

Anschließend berechnet man die Arbeitskapazität (AK) der untersuchten Proben als den Differenzwert zwischen der CO₂-Beladung der reichen und der armen Lösung wie folgt:

$$AK = \alpha_{rL} - \alpha_{aL} \quad (Gl. 3)$$

wobei:

- $m_{Probe,i}$: Masse der Probe vor der Zugabe von 5 M Salzsäure
- m_{CO_2} : Masse der freigesetzte CO₂ durch die Zugabe von 5 M Salzsäure
- $m_{CO_2,freie,i}$: Masse der Probe nach der Zugabe von 5 M Salzsäure
- α_{rL} : CO₂-Beladung der reichen Lösung
- α_{aL} : CO₂-Beladung der armen Lösung
- AK: Arbeitskapazität der Probe

Analyse des Metallgehalts

Die Hauptbauteile der Versuchsanlage bestehen aus Edelstahl und Messing. Es ist nicht auszuschließen, dass während längerer Versuchsdauer geringe Mengen dieser Metalle in Lösung gehen. Diese Ionenfreisetzung kann die chemische Zusammensetzung und Stabilität der Absorptionslösung beeinflussen, insbesondere bei Langzeitversuchen. Daher wurde der Metallgehalt in der Absorptionslösung im Labor gemäß DIN 22022 untersucht: Jede 10-ml-Probe wurde nacheinander mit 2 ml Wasserstoffperoxid und anschließend viermal mit je 2 ml Salpetersäure versetzt und ein Mikrowellenaufschluss durchgeführt. Nach dem Erkalten wurden die Proben auf 50 ml aufgefüllt und mit ICP-OES analysiert.

2.2 Systemanalyse der Umsetzung des Triple-A-Verfahrens

Im Rahmen des Projekts werden mögliche Betriebskonzepte für die Integration des Triple-A-Prozesses und deren mögliche Einbindung in Biomethanmärkte untersucht. Dabei werden die Rahmenbedingungen dieser Märkte sowie mögliche Erlösquellen analysiert. Zusätzlich wird die zukünftige Entwicklung des Biomethanmarktes unter wahrscheinlichen Voraussetzungen betrachtet. Grundlage hierfür bildet das bestehende IER-Modell „BGP-RepoMod“ (Abb. 2), das für die Bewertung von Biogas-Repowering entwickelt wurde.

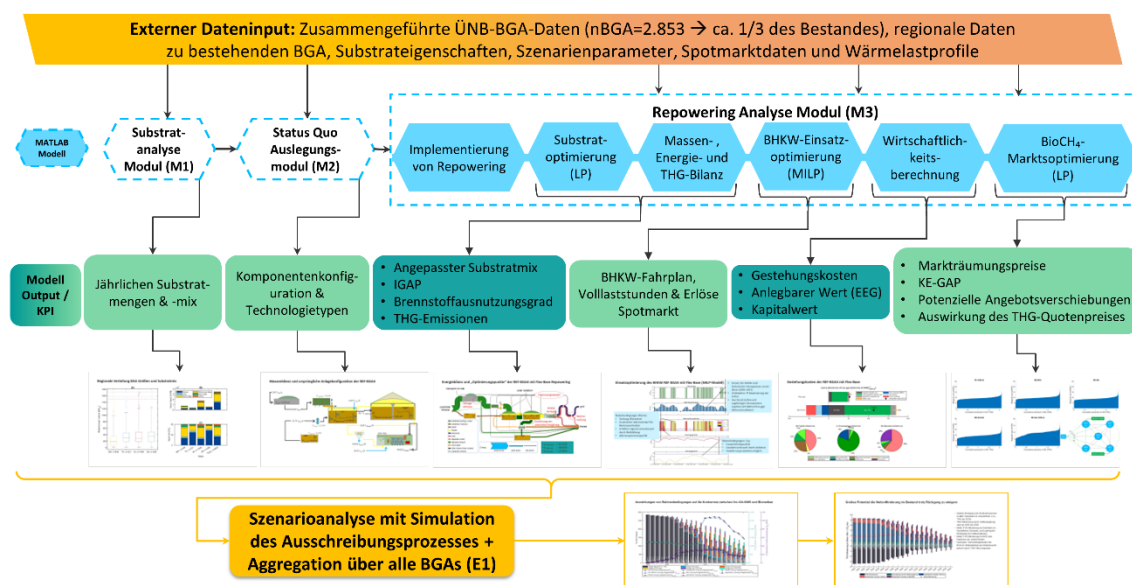


Abb. 2: Übersicht über das aktualisierte Modellrahmenwerk „BGP-RepoMod“ (© IER/IFK)

Im Rahmen der Projektarbeiten wird der Triple-A-Prozess modelliert und in das Modell des IER (Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung) integriert. Ziel ist es, Energie-, Massen- und THG-Bilanzen des Verfahrens zu berechnen, mit besonderem Fokus auf die technische Skalierung in der IER-BGA-Datenbank. Daraus werden die Energieeffizienz und die spezifischen THG-Emissionen für verschiedene Anlagengrößen ermittelt. In einem weiteren Schritt wird die wirtschaftliche Skalierbarkeit des Triple-A-Prozesses bewertet. Es werden die Vollkosten berechnet, die Auswirkungen der Skalierung auf die Kostenstruktur analysiert und wesentliche Kostentreiber für mögliche Optimierungen des Verfahrens identifiziert. Danach wird der Triple-A-Prozess mit anderen im IER-Modell verfügbaren Aufbereitungstechnologien wie dem Membranverfahren, der chemischen Wäsche mit ionischer Flüssigkeit (IL) und den kryogenen Verfahren verglichen. Tabelle 2 zeigt alle verfügbaren Gasaufbereitungstechnologien mit den entsprechenden Eigenschaften.

Tab. 2: Die verfügbaren Gasaufbereitungstechnologien im IER-Modell

Gasaufbereitungs-technologie	Triple-A-Netzeinspeisung	Membrantrennung	IL Chemische Wäsche	Kryogene Trennung
Arbeitsflüssigkeit	Aminosäurelösung	-	Aminlösung	-
Kerndesign	Einspeisegasnetz	Einspeisegasnetz	lokale Kraftstoffversorgung	lokale Kraftstoffversorgung
Produkt	SNG (Ersatz für Erdgas), THG-Quote	SNG, THG-Quote	BioCNG, THG-Quote	BioLNG, THG-Quote
Zielmärkte	Verkehrssektor, EEG usw.	Verkehrssektor, EEG usw.	Verkehrssektor	Verkehrssektor

3 Ergebnisse

3.1 Praxisbetrieb der Technikumsanlage

Nach der Erstinbetriebnahme und den Tests der Technikumsanlage mit synthetischem Biogas am IFK (Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik) wurde die Anlage zum Energiehof Weitenau transportiert (Abb. 3) und in den Praxisbetrieb überführt.



Abb. 3: Lageplan der Versuchsanlage im Praxisbetrieb (© IER/IFK)

Einfluss der Temperaturdifferenz und des L/G-Verhältnisses

Während des Praxisbetriebs wurde der Einfluss von verschiedenen Parametern auf die CO_2 -Abscheideleistung untersucht. In Abbildung 4 sind die CO_2 - und CH_4 -Reingaskonzentrationen und die CO_2 -Abscheideleistung in Abhängigkeit von der Temperaturdifferenz dargestellt. Es ist deutlich zu sehen, dass mit zunehmender Temperaturdifferenz zwischen Absorption und Desorption die CH_4 -Konzentration im Reingas sowie die CO_2 -Abscheideleistung steigen. Die Absorption von CO_2 durch Aminosäuresalze ist eine exotherme Reaktion, weshalb die Reaktionstemperatur in der Regel im Bereich von 30 bis 40 °C liegt. Im Gegensatz dazu handelt es sich bei der Desorption um eine endotherme Reaktion, bei der Energie benötigt wird, um die chemische Bindung zu lösen. Daher ist die Temperatur für die Desorption mit 80 bis 90 °C deutlich höher als die für die Absorption. Im Praxisbetrieb ist die maximale CO_2 -Abscheideleistung aufgrund der begrenzten Kühlkapazität bei einer Temperaturdifferenz von 17 K auf 92,3 % begrenzt.

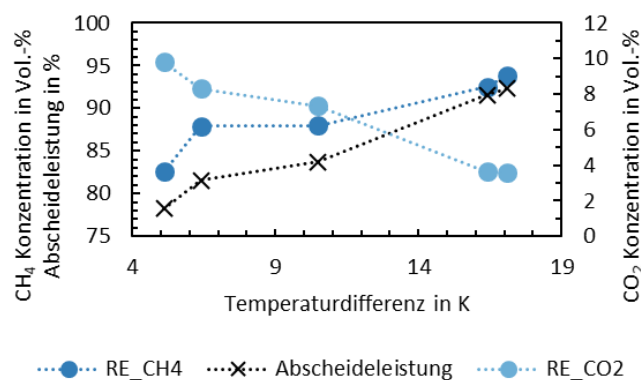


Abb. 4: Der Einfluss der Temperaturdifferenz zwischen Absorber und Desorber auf die CO_2 -Absorption (© IER/IFK)

Neben der Temperaturdifferenz stellt auch das L/G-Verhältnis einen wichtigen Parameter für den Stoffübergang und das Upscaling dar. Die Ergebnisse sind in Abbildung 5 dargestellt. Die CH_4 -Konzentration im Reingas steigt mit zunehmendem L/G-Verhältnis von 70,7 Vol.-% auf 76,4 Vol.-% leicht an, während der CO_2 -Gehalt im Reingas mit steigendem L/G-Verhältnis von 29,0 Vol.-% auf 23,9 Vol.-% sinkt, entsprechend steigt die CO_2 -Beladung in der Absorptionslösung von 6,1 auf 7,4 g CO_2 je kg Lösung. Infolgedessen erhöht sich die CO_2 -Abscheideleistung mit steigendem L/G-Verhältnis von 29,5 % auf 44,4 %. Verglichen mit den in Abbildung 4 gezeigten Ergebnissen weist die CO_2 -Abscheideleistung in dieser Versuchsphase eine signifikante Reduktion auf. Einige der möglichen Gründe sind folgende:

- Die Anlage wurde während des Betriebs ausschließlich mit vollentsalztem Wasser nachgefüllt.
- Durch starke Verdampfung kam es zu einem möglichen Verlust der Aminosäuresalz(ASS)-Waschlösung.
- Darüber hinaus führte der Langzeitkontakt mit Strippluft und Wärmezufuhr zu einer teilweisen Degradation der Absorptionslösung.

Daher wurde ein Dauerbetrieb zur Bewertung der Stabilität der Anlage und der Absorptionslösung durchgeführt.

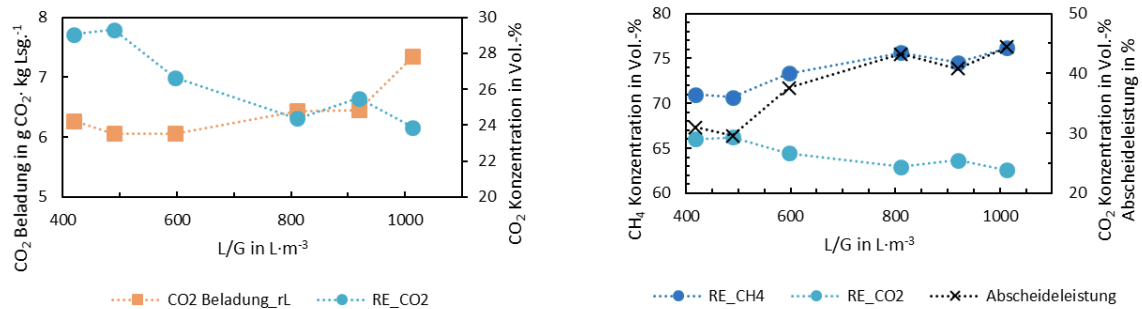


Abb. 5: Der Einfluss von L/G-Verhältnis auf die CO_2 -Absorption, links: Zusammenhang zwischen L/G, Reingaskonzentrationen und Abscheideleistung, rechts: Zusammenhang zwischen L/G, CO_2 -Beladung der reichen Lösung und CO_2 -Konzentration im Reingas (© IER/IFK)

Langzeitstabilität der Absorptionslösung

Aus der Studie erkennt man, dass die Reingasqualität nicht nur von den Versuchseinstellungen abhängt, sondern auch von der Qualität der Absorptionslösung. In Abbildung 6 ist die Veränderung der Absorptionslösung im zeitlichen Verlauf während des aktiven Betriebs deutlich erkennbar. Die Gaskonzentration im Reingas und die CO_2 -Abscheideleistung im Gleichgewichtszustand sind in Abbildung 6 (oben links) dargestellt.

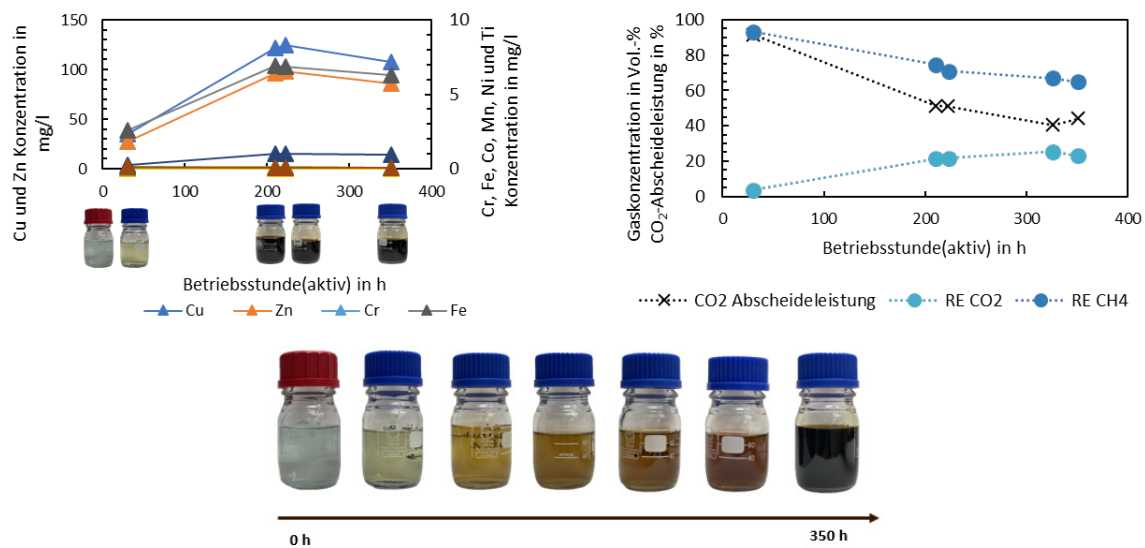


Abb. 6: Veränderung der Absorptionslösung im Dauerbetrieb; oben links: Reingaskonzentrationen und CO₂-Abscheideleistung, oben rechts: Veränderung des Metallgehalts, unten: optische Veränderung (© IER/IFK)

Es ist zu erkennen, dass die CH₄-Konzentration im Reingas mit der Zeit gesunken ist, wodurch auch die CO₂-Abscheideleistung entsprechend abnimmt. Unter der Langzeitstabilität einer ASS-Absorptionslösung versteht man im Allgemeinen ihre Fähigkeit, einer möglichen Degradation zu widerstehen. Zwei wichtige Prozesse sind die thermische und die oxidative Degradation. Die thermische Degradation wird durch hohe Temperaturen begünstigt und tritt daher insbesondere an besonders heißen Stellen wie im Desorber und im vorgeheizten Speicher auf. Laut vieler Studien verstärkt die CO₂-Beladung die thermische Degradation (Lepaumier et al. 2009a, Lepaumier et al. 2009b, Eide-Haugmo et al. 2011). Zudem kann die Anwesenheit von Luft zur oxidativen Degradation führen, was auch eine Senkung der CO₂-Abscheideleistung zur Folge haben kann. Außerdem wird die oxidative Degradation durch gelöste Metalle in der Waschlösung begünstigt, wobei die Metalle als Katalysatoren wirken (Sexton 2009). Die Ergebnisse sind in Abbildung 6 (rechts) dargestellt.

Die frische Waschlösung zu Beginn der Versuche wurde als Referenz bezeichnet. Es ist zu erkennen, dass der Gehalt aller untersuchten Metalle mit zunehmender Betriebsdauer von 0 h bis 351 h angestiegen ist. Allerdings ist das Füllvolumen der Anlage aufgrund der Wiederbefüllung mit Wasser nicht immer konstant, weshalb die Metallionenkonzentration in Abbildung 6 (rechts) zwischen 255 h und 351 h eine leichte Abnahme aufweist. Vor allem Kupfer und Zink weisen im Vergleich zu den anderen Metallen die höchsten Gehalte auf, gefolgt von Eisen. Die Begründung dafür liegt in den verwendeten Bauteilen aus Messing und Edelstahl. In der Regel besteht Messing aus 55–90 % Kupfer und 10–45 % Zink, die durch eine stark alkalische Lösung gelöst werden können. Die Farbe der Waschlösung bei der Inbetriebnahme war hellblau. Das ist auch ein Hinweis auf das Vorhandensein von Kupferionen in der Lösung.

Neben den metallischen Komponenten verändert sich auch die Farbe der Waschlösung im Laufe des Betriebs von anfangs farblos über gelb bis zu dunkelbraun. In Abbildung 6 (unten) wird die Verfärbung der Waschlösung dargestellt. Diese Verfärbung könnte auf die zunehmende Konzentration der organischen Komponenten und Eisenkomplexe in der Waschlösung zurückzuführen sein (Rieder 2016). Der entsprechende Reaktionsmechanismus erfordert weitere experimentelle und analytische Untersuchungen.

3.2 Geschäftsmodellentwicklung und Skalierungsanalyse des Triple-A-Verfahrens

Tabelle 3 beschreibt zwei mögliche Betriebskonzepte, die für die Integration des Triple-A-Prozesses berücksichtigt und verglichen wurden. Biomethan könnte mit der Triple-A-Technologie aufbereitet und ins Gasnetz eingespeist werden (Triple-A-Netzeinspeisung) oder als CNG- Kraftstoff lokal genutzt werden (Triple-A-CNG). Die BGA mit Triple-A-Netzeinspeisungskonzept können dabei auf fünf verschiedenen Märkten agieren und Produkte verkaufen, sofern das produzierte Biomethan die jeweiligen Marktanforderungen erfüllt. Mit anderen Worten: die BGA mit Triple-A-Aufbereitung können Produkte für 5 verschiedene Märkte erzeugen und hieraus Einnahmen entsprechend der Wertigkeit des Produktes erzielen.

Tab. 3: Übersicht über zwei Betriebskonzepte für die Integration des Triple-A-Prozesses

Konzept	Triple-A-Netzeinspeisung	Triple-A-CNG
Kerndesign	Einspeisung in das Gasnetz	lokale Kraftstoffversorgung
Produkte	SNG, THG-Quota	Bio-CNG, THG-Quota
Potenzielle Märkte	1. Kraftstoff im Verkehrssektor (M1) 2. KWK-Anlagen, die nach den Anforderungen des EEG arbeiten (M2) 3. Erdgasmarkt (Trading Hub Europe (THE)) (M3) 4. grüner Gasmarkt für industrielle Prozesswärme (M4) 5. fortschrittliche Kraftstoffe im Verkehrssektor (Teilmarkt im Verkehrssektor) (M5)	1. Kraftstoff im Verkehrssektor (M1) 2. fortschrittliche Kraftstoffe im Verkehrssektor (Teilmarkt im Verkehrssektor) (M5)

Für das Konzept der Netzeinspeisung wurden verschiedene Markterlöse berücksichtigt. Die Integration der Markterlöse erfolgte über das Submodul „Substratmixoptimierung“ des IER-Modells „BGP-RepoMod“. Die Optimierung des Substratmixes erfolgte über eine lineare Programmierung (LP). Ziel der Optimierung ist die Maximierung des Deckungsbeitrags der Gasproduktion unter Einhaltung der regulatorischen Anforderungen der verschiedenen Märkte, und unter Berücksichtigung der anlagenspezifischen Bedingungen und Prozessbeschränkungen (Güsewell et al. 2024).

Durch die Ausführung des Optimierungsmodells für jede BGA in der IER-Datenbank wird die optimale Substratmischung ermittelt. Unter Berücksichtigung des energetischen Werts jedes Substrats wird anschließend die Aufteilung der Biomethanmengen auf die fünf Märkte bestimmt (Abb. 7). So ergibt sich für jede BGA das Produktionsvolumen je Produkt sowie die zugehörige Substratmischung.

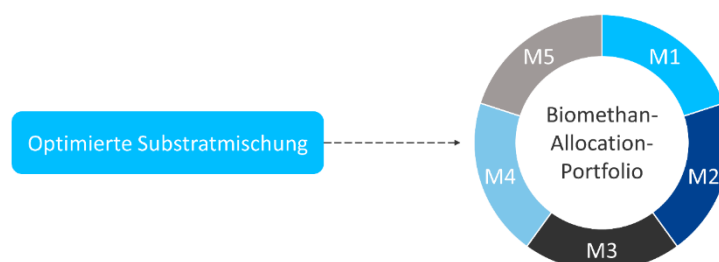


Abb. 7: Berechnung des Volumens von Biomethanprodukten bzw. das Biomethan-Allocation-Portfolio (© IER/IFK)

Basierend auf dem Energie-Massen-Flussdiagramm des Triple-A-Prozesses verlässt nutzbare Abwärme den Prozess über Abgas und erwärmte Luft aus der Kühleinheit. Zudem wurde festgestellt, dass der Speicherbehälter einen hohen externen Wärmebedarf aufweist, der derzeit durch Heizstäbe gedeckt wird. Um den Prozess energetisch effizienter zu gestalten, wurden drei Maßnahmen theoretisch mithilfe des Modells getestet. In Tabelle 4 sind alle Maßnahmen mit den entsprechenden Zielen beschrieben.

Tab. 4: Energieeffizienzmaßnahmen

Maßnahmen-nummer	Beschreibung	Ziel
Maßn. 1	Installation von zwei Wärmetauschern: einer im Speicherbehälter und ein weiterer im Gas-Flüssigkeits-Abscheider auf der Absorptionsseite	Reduktion des externen Wärmebedarfs im Speicherbehälter
Maßn. 2	Austausch der Position von Pumpe und Kühleinheit auf der Absorptionsseite	Reduktion des Stromverbrauchs und der Abwärme in der Kühleinheit
Maßn. 3	potenzielle Abwärmerückgewinnung aus der Kühleinheit	Deckung des verbleibenden Wärmebedarfs im Speicherbehälter und Eliminierung der Notwendigkeit von Heizstäben

Die Technologie wurde theoretisch hochskaliert und zu den 2.853 BGA hinzugefügt, die im bestehenden IER-Modell verfügbar sind. Die Effizienz des Triple-A-Prozesses wurde für die BGA unter Berücksichtigung verschiedener Varianten von Energieeffizienzmaßnahmen berechnet. Die Effizienz der Triple-A-Technologie liegt in der Status-quo-Konfiguration (ohne Maßnahmen) für fast 50 % der BGA über 19,7 %. Die Umsetzung von Maßnahme 1 reduziert den durchschnittlichen Stromverbrauch über alle BGA hinweg um 55,4 % und erhöht den Medianwert der Effizienz (EMW) auf 35,8 %. Die Kombination der Maßnahmen 1 und 2 steigert den EMW nur leicht um 0,4 % im Vergleich zur alleinigen Umsetzung von Maßnahme 1. Die Anwendung aller drei Maßnahmen zusammen erhöht den EMW jedoch auf 87,1% und bestätigt die große positive Wirkung der Abwärmerückgewinnung.

Die spezifischen Treibhausgasemissionen (THG) wurden auch unter Berücksichtigung verschiedener Varianten von Energieeffizienzmaßnahmen berechnet. Dabei handelt es sich um die indirekten Emissionen, die durch den Stromverbrauch und die Rohbiogasproduktion verursacht werden. Die direkten Emissionen des Aufbereitungsprozesses wurden als marginal angenommen. Die spezifischen THG-Emissionen liegen in der Status-quo-Konfiguration des Triple-A-Prozesses für fast 50 % der BGA unter 1,19 kg CO₂-Äq/kWh. Die Umsetzung von Maßnahme 1 führt zu einer erheblichen Reduktion der spezifischen THG-Emissionen; bei fast 75 % der BGA sinken die Werte auf unter 0,64 kg CO₂-Äq/kWh. Die Implementierung aller drei Energieeffizienzmaßnahmen zusammen hat einen besonders positiven Effekt auf die spezifischen THG-Emissionen und senkt den Medianwert auf 0,08 kg CO₂-Äq/kWh.

Die Skalierbarkeit des Triple-A-Prozesses wurde wirtschaftlich untersucht und theoretisch mit anderen Biogasaufbereitungstechnologien verglichen, die im bestehenden IER-Modell verfügbar sind (Tab. 2). Zudem wurde die Kosteneffizienz der definierten Maßnahmen analysiert.

Abbildung 8 zeigt die berechneten spezifischen Energiekosten (LCOE) für die Triple-A-Technologie unter verschiedenen Energieeffizienzmaßnahmen im Vergleich zu anderen Biogasaufbereitungstechnologien. Die rote gestrichelte Linie markiert kleinmaßstäbliche BGA mit einer Kapazität unter 250 Nm³/h. Wie dargestellt, führt die Implementierung von Maßnahme 1 im Vergleich zur Status-quo-Konfiguration des Triple-A-Prozesses zu einer Reduktion der LCOE um fast 41,9 %. Die Umsetzung aller drei Maßnahmen zusammen (Triple-A, Maßnahme 1–3) senkt die LCOE um etwa 75,8 % und macht den Triple-A-Prozess wirtschaftlich konkurrenzfähig zu anderen Aufbereitungstechnologien. Zusätzlich wurde als Annahme der Großhandelspreis für L-Threonin (~ 1,7 €/kg) berücksichtigt, basierend auf industriellen Großabnehmern, in Kombination mit allen drei Energieeffizienzmaßnahmen (Triple-A, Maßnahme 1–3 + Threonin-Großhandelspreis (Thr-GH-Preis)). Insbesondere für großmaßstäbliche BGA, die von Skaleneffekten profitieren, liegt die LCOE des Triple-A-Prozesses relativ nah an der der kryogenen Technologie.

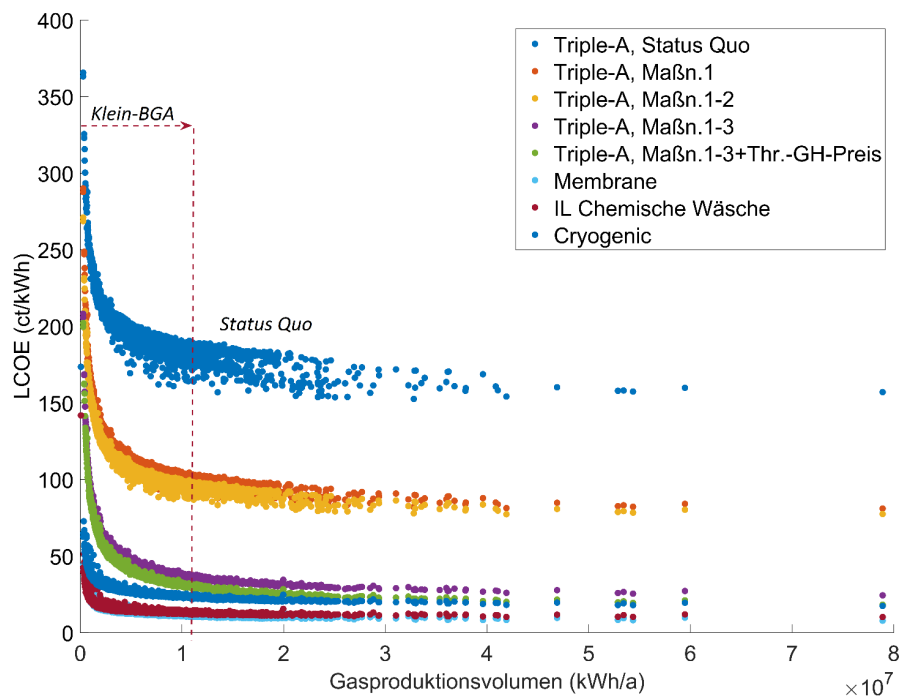


Abb. 8: Vergleich der theoretisch berechneten LCOE für BGA zwischen verschiedenen Biogasaufbereitungstechnologien (© IER/IFK)

Die CO₂-Minderungskosten des Triple-A-Verfahrens wurden für verschiedene Anlagengrößen berechnet und mit anderen Aufbereitungstechnologien verglichen. Die Ergebnisse zeigen, dass der Triple-A-Prozess, ausgestattet mit allen drei Energieeffizienzmaßnahmen und unter Berücksichtigung des Großhandelspreises für L-Threonin, weiterhin die höchsten CO₂-Minderungskosten aufweist. Es besteht aber ein klares Optimierungspotenzial. Eine weitere Optimierung kann daher als aussichtsreich gelten.

4 Fazit

Das Triple-A-Verfahren stellt eine aussichtsreiche Technologie für die Gasreinigung bei kleinen Anlagengrößen unter annähernd ambienten Umweltbedingungen dar und hat daher auch ökonomisch und ökologisch Potenzial. Die BGA, die im Rahmen des Triple-A-Netzeinspeisungskonzepts verfügbar sind, können von den fünf potenziellen Märkten profitieren. Dabei kann durch das entwickelte Substratmixoptimierungsmodell der Deckungsbeitrag der Gasproduktion unter Einhaltung der regulatorischen Anforderungen der verschiedenen Märkte maximiert werden.

Die Ergebnisse aus dem Praxisbetrieb haben gezeigt, dass eine zunehmende Temperaturdifferenz zwischen Absorptions- und Desorptionsprozess sowie ein höheres L/G-Verhältnis zu einer Steigerung der erreichbaren Methanqualität führen. Unter den begrenzten Versuchsbedingungen konnte eine maximale CO₂-Abscheideleistung von 92,3 % erreicht werden. Durch den Dauerbetrieb konnte die Stabilität der Anlage sowie der Absorptionslösung untersucht werden. Eine wesentliche Herausforderung stellte die Degradation der Absorptionslösung dar, verursacht durch die Anwesenheit von Luft und Metallionen.

Der hohe Stromverbrauch des Triple-A-Verfahrens hat grundsätzlich zwei negative Kosteneffekte. Erstens führt er zu höheren THG-Emissionen, wodurch eine BGA weniger Einnahmen aus dem THG-Quotenmarkt erzielen kann. Zweitens erhöht er die Betriebskosten des Aufbereitungsprozesses und steigert somit die LCOE. Daher sollten neue Prozessoptimierungsmaßnahmen entwickelt werden, um den Stromverbrauch und die THG-Emissionen zu reduzieren. Zur Senkung des externen Strombedarfs aus dem Netz könnte die Installation von PV-Solaranlagen eine vielversprechende Option sein, deren Integration untersucht werden sollte. Um die THG-Emissionen zu senken und stärker vom THG-Quotenmarkt zu profitieren, könnte die Entwicklung eines neuen Konzepts für „Carbon Capture, Storage and/or Utilization“ (CCS & CCU) neue Geschäftsmodelle für BGA erschließen und den Triple-A-Prozess wirtschaftlich und ökologisch wettbewerbsfähiger machen.

Literatur

- Eide-Haugmo, I.; Lepaumier, H.; Einbu, A.; Vernstad, K.; Da Silva, E. F.; Svendsen, H. F. (2011): Chemical stability and biodegradability of new solvents for CO₂ capture. *Energy Procedia* 4, pp. 1631–1636, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.034>
- Güsewell, J.; Rousta, M.; Eltrop, L. (2024): Trade-offs in biomethane production by substrate mixture optimization under German market conditions. *Energ Sustain Soc* 14(1), <https://doi.org/10.1186/s13705-024-00471-2>
- Lepaumier, H.; Picq, D.; Carrette, P. L. (2009a): Degradation study of new solvents for CO₂ capture in post-combustion. *Energy Procedia* 1(1), pp. 893–900, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.01.119>
- Lepaumier, H.; Picq, D.; Carrette, P.-L. (2009b): New Amines for CO₂ Capture. I. Mechanisms of Amine Degradation in the Presence of CO₂. *Ind. Eng. Chem. Res.* 48(20), pp. 9061–9067, <https://doi.org/10.1021/ie900472x>
- Rieder, A. (2016): CO₂-Abscheidung aus Kraftwerksrauchgasen mit wässriger MEA-Lösung – Waschmittel-degradation und Aufbereitungsverfahren. Dissertation, Universität Stuttgart, <https://elib.uni-stuttgart.de/items/Ofadb8db-4186-4165-82b0-7bbadc45c775>, Zugriff am 25.06.2025
- Sexton, A. J.; Rochelle, G. T. (2009): Catalysts and inhibitors for oxidative degradation of monoethanolamine. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 3(6), pp. 704–711, <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2009.08.007>

Förderung

Diese Arbeiten wurden im Rahmen des Projektes Triple-A (FKZ: 2220NR161A) vom Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft durch die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) gefördert.

Methanemissionen an Biogasaufbereitungsanlagen

LUKAS KNOLL

1 Einleitung

Biogas stellt als erneuerbare Energiequelle ein bedeutendes Potenzial zur Reduktion fossiler Energieträger und zur Dekarbonisierung des Energiesektors dar. Durch anaerobe Vergärung organischer Substrate entsteht Rohbiogas, das vor allem aus Methan (CH_4) und Kohlendioxid (CO_2) besteht. Um dieses als hochwertiges Biomethan in das Erdgasnetz einspeisen zu können, muss es einer Aufbereitung unterzogen werden. Dabei kommen verschiedene technische Verfahren wie Druckwasserwäsche, Aminwäsche, Membrantrennung oder Druckwechseladsorption zum Einsatz, um den Methangehalt auf über 95 % zu erhöhen.

Gemäß der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) ist die zulässige Methanmenge im Abgasstrom auf maximal 0,2 % begrenzt (BMU 2010). Während dieser Wert über Messungen der Methankonzentration in der geführten Abluft gut erfassbar ist, existieren darüber hinaus schwer erfassbare, flüchtige Emissionsquellen. Hierzu zählen Leckagen an Dichtungen, undichte Kugelhähne, Überdruckventile, Sicherheitsarmaturen und andere Bauteile. Methanemissionen wirken sich nicht nur negativ auf die Umweltbilanz der Biogasanlage aus, sondern beeinträchtigen auch ihre Wirtschaftlichkeit und Betriebssicherheit.

Im Rahmen des Projekts „EmMinA – Emissionsminderung bei der Biogasaufbereitung, -verdichtung und -einspeisung“ (gefördert durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft vertreten durch den Projektträger Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V.) wurden an 15 Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland systematisch sowohl der Methanschluß als auch die flüchtigen Emissionen mithilfe einer bildgebenden, quantifizierenden Gaskamera erfasst und quantifiziert. Zusätzlich wurden verschiedene Verfahren zur Schwachgasoxidation hinsichtlich ihrer technischen Einsatzgrenzen und wirtschaftlichen Effizienz bewertet. Nachfolgend werden die wichtigsten Projektergebnisse dargestellt.

2 Methanemissionen

Im Rahmen des Forschungsvorhabens EmMinA wurden insgesamt 15 Biogasaufbereitungsanlagen mit unterschiedlichen Aufbereitungsverfahren untersucht. Insgesamt wurden 6 Anlagen mit Membrantrennverfahren und jeweils 3 Anlagen mit Aminwäsche, PSA und DWW untersucht. Bis auf eine Anlage mit E-Flox, hatten alle Anlagen, sofern eine Nachbehandlung nötig war, eine regenerative thermische Oxidation (RTO) installiert.

2.1 Messmethodik

Zur Messung von Methanemissionen stehen grundsätzlich zwei Ansätze zur Verfügung: die Off-site- und die On-site-Methode. Während die Off-site-Methode die Gesamtemissionen einer Biogasanlage durch Messungen in der Umgebung erfasst, konzentriert sich das On-site-Verfahren auf einzelne Komponenten der Anlage, die dann zur Gesamtemission der Anlage aufaddiert werden können (Clauß et al. 2019).

In diesem Projekt wurde die On-site-Methode angewendet, da sie eine gezielte und detaillierte Erfassung der Emissionen einzelner Quellen ermöglicht. Dabei können spezifische Anlagenteile wie Biogas-

aufbereitungsanlagen, offene Gärproduktlager, Blockheizkraftwerke oder Überdrucksicherungen einzeln untersucht und betrachtet werden. Die Leckagesuche erfolgt mithilfe von Handgeräten (wie Methanlasern oder Biogasmonitoren) und einer optischen Gasbildkamera (OGI). Die identifizierten Emissionsquellen werden jeweils mit geeigneten Messverfahren quantifiziert, und ihre Beiträge zur Gesamtemission addiert. Da Messungen jeweils nur Momentaufnahmen liefern, wird für die Berechnung eine konstante Emissionsrate angenommen. Je nach Quellart müssen unterschiedliche Einzelmethode zur Quantifizierung angewendet werden.

2.2 Quantifizierung von diffusen Emissionsquellen

Die Quantifizierung diffuser Methanemissionen war bislang mit erheblichem Aufwand verbunden, da jede Emissionsquelle einzeln mittels temporärer Einhausungen, beispielsweise durch an die Geometrie angepasste Folientunnel, erfasst und messtechnisch ausgewertet werden musste. Im Rahmen dieses Projekts wurde erstmals eine optische Gasbildkamera mit integrierter Quantifizierungsfunktion (qOGI) eingesetzt. Diese messtechnische Innovation ermöglicht die Detektion sowie die quantifizierende Erfassung von Methanemissionen auch an schwer zugänglichen oder konstruktiv komplexen Anlagenteilen und stellt damit eine methodische Erweiterung konventioneller Messverfahren dar (Bergau et al. 2024).

Von den 15 untersuchten Biogasanlagen (BGA) wiesen 87 % mindestens eine oder mehrere Leckagen auf. Am häufigsten traten Leckagen an den Über-/Unterdrucksicherung (10-mal), an Rohrdurchführungen (10-mal) sowie an Seildurchführungen für Rührwerksmotoren (6-mal) auf. Bei den untersuchten Biogasaufbereitungsanlagen (BGAA) konnten bei 60 % der Anlagen Leckagen festgestellt werden, wobei hier vermehrt Leckagen an Flanschen oder Armaturen (9-mal) und an Kompressoren (3-mal) auftraten.

An den untersuchten Biogasanlagen wurden insgesamt 77 Leckagen festgestellt. Davon entfielen 26 auf die Biogasaufbereitungseinheiten (BGAA) und 51 auf die Fermenter einschließlich der Rohrleitungssysteme der Biogasanlagen. Im Durchschnitt wurden 3,5 Leckagen pro BGA und 1,5 Leckagen pro BGAA detektiert. Bezogen auf die gesamte Biogasanlage ergaben sich im Durchschnitt 5 Leckagen pro Anlage.

Von den insgesamt 77 detektierten Leckagen konnten 46 mithilfe der qOGI-Technologie (quantitative Optical Gas Imaging) durch KI-gesteuerte Analysen der Emissionen im Massen- oder Volumenstrom quantifiziert werden. Die durchschnittliche Methanemissionsrate der gefundenen Leckagen betrug an den Biogasanlagen (BGA) 354 g/h, während sie an den Biogasaufbereitungsanlagen (BGAA) mit 157 g/h etwa halb so hoch ausfiel. Die höchsten Einzelemissionsraten an den BGA wurden bei einer Doppelmembrandichtung eines Foliendachs mit 2.354 g/h erfasst. Weitere signifikante Emissionsquellen waren ein Überdruckventil mit 893 g/h sowie eine undichte Rohrdurchführung mit 611 g/h. Die niedrigste gemessene Emissionsrate an einer BGA lag bei 30 g/h und wurde bei einer Substrateintragsschnecke registriert. Im Vergleich dazu wiesen die quantifizierten Leckagen an den BGAA insgesamt geringere Emissionsraten auf. Die maximale Emission wurde an einem Kompressor mit 562 g/h festgestellt, die minimale an einem Ventil mit 30 g/h. Die Ergebnisse zeigen eine deutliche Spannbreite der Emissionsraten, abhängig von Leckageart und -position. Abbildung 1 veranschaulicht exemplarisch acht detektierte Leckagen an unterschiedlichen Biogasanlagen, geordnet nach ansteigender Emissionsrate.

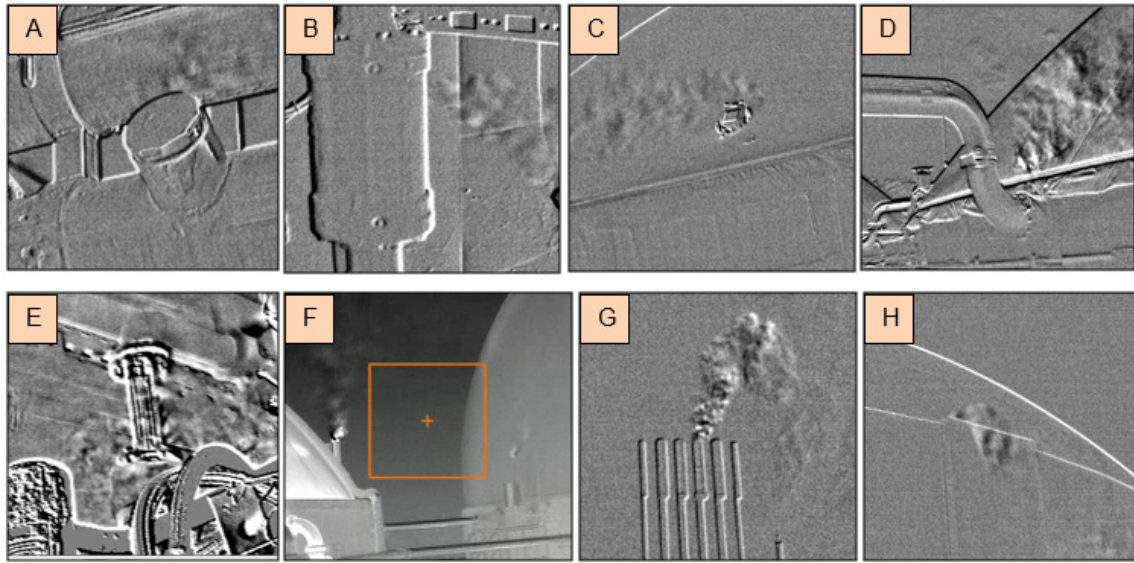


Abb. 1: Visualisierung verschiedener Leckagen mittels OGI-Gaskamera: A) Verschraubung, B) Pneumatikschieber, C) Stützluft Doppelmembrangasspeicher, D) Rohrdurchführung, E) Verdichter, F) Über-/Unterdrucksicherung, G) Ausbläser und H) Leckage an Foliendachanbindung (© DBFZ)

Durch die Summierung der Methanemissionsraten aller identifizierten Leckagen je Anlage, ergibt sich bezogen auf die durchschnittliche Biomethanproduktion je Anlage ein durchschnittlicher Gesamtmethanemissionsfaktor von 0,45 %. Die geringste Methanemission wurde bei Anlage 2 mit einem Emissionsfaktor von lediglich 0,01 % CH₄ erfasst, wohingegen Anlage 12 mit einem Maximalwert von 1,25 % CH₄ den höchsten Emissionsfaktor aufwies.

2.3 Methanschluß und Abgasmessung an Biogasaufbereitungsanlagen

Der Methanschluß bezeichnet den Anteil an Methan, der nach der Gasaufbereitung im abgetrennten CO₂-Strom verbleibt. Die Höhe des Methanschlusses wird durch die eingesetzte Aufbereitungstechnologie bestimmt. Anlagen mit Aminwäsche weisen mit einem durchschnittlichen Methanschluß von 0,06 % CH₄ den geringsten Wert auf und sind als einzige Aufbereitungstechnologie unter den in Deutschland geltenden Vorschriften nicht auf eine zusätzliche Abgasmachbehandlung angewiesen. In Abbildung 2 ist der gemessene Methanschluß je Aufbereitungstechnologie dargestellt. Der gemessene durchschnittliche Methanschluß betrug bei Membranverfahren 1,1 %, bei der Druckwasserwäsche (DWW) 1,2 % und bei Druckwechseladsorption (PSA) 1,4 %.

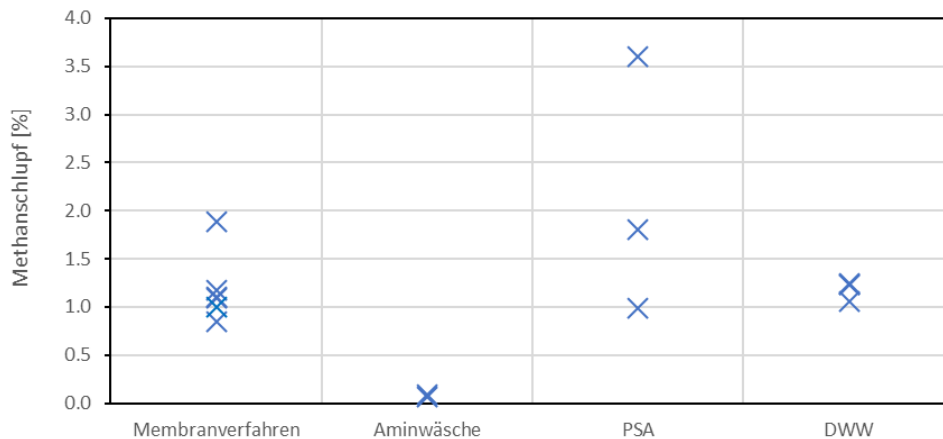


Abb. 2: Vergleich des Methanschlupfes unterschiedlicher Aufbereitungsverfahren: Membranverfahren, Aminwäsche, PSA und DWW (© DBFZ)

Da die energetische Nutzung der schwach methanhaltigen Abgasströme aus wirtschaftlicher Sicht nicht rentabel ist, kommt nur die Oxidation der Gase infrage. Mögliche Verfahren sind das E-Flox-Verfahren, die regenerative thermische Oxidation (RTO) oder katalytische Verfahren. Insbesondere die RTO hat sich als industrieller Standard etabliert, da sie als einzige Technologie Methankonzentrationen im Brenngas unterhalb von 2 Vol.-% – bis auf etwa 0,37 Vol.-% – zuverlässig oxidieren kann (Liebetrau et al. 2025).

Im Rahmen der durchgeführten Untersuchungen wurden bei Anlagen mit 2-Kammer-RTO ohne Rückspülung durchschnittliche Methanemissionsfaktoren von 0,052 Vol.-% ermittelt. Systeme mit 2-Kammer-RTO und zusätzlicher Rückspülfunktion erzielten mit 0,005 Vol.-% die niedrigsten Emissionswerte. Bei 3-Kammer-RTO-Systemen wurde ein mittlerer Emissionsfaktor von 0,017 Vol.-% gemessen (Knoll et al. 2025).

Es lässt sich festhalten, dass durch moderne Abgasnachbehandlungstechnologien die Methanemissionen im Abgas auf ein sehr niedriges Niveau abgesenkt werden können und somit einen wesentlichen Beitrag zur Emissionsminderung und Einhaltung gesetzlicher Vorgaben leisten.

3 Maßnahmen zur Reduktion vom Methanschlupf

Die Minderung der Methanemissionen im Abgasstrom nach der Aufbereitung kann zukünftig durch verschiedene verfahrenstechnische Maßnahmen realisiert werden, die sowohl hinsichtlich ihrer technischen Komplexität als auch ihrer energetischen Effizienz differenziert zu bewerten sind.

Ein potenziell emissionsfreier Ansatz besteht in der Rückführung des aufbereiteten CO₂-haltigen Abgasstroms in das Rohgas vor der Biogasaufbereitung zu Biomethan. Dieses Verfahren schafft ein geschlossenes Kreislaufsystem, bei dem theoretisch keine klimarelevanten Emissionen anfallen. Der primäre Nutzen liegt jedoch in der Rückgewinnung von CO₂ als verwertbares Produkt, während die Reduktion von Methanschlupf lediglich einen sekundären Effekt darstellt. Aufgrund des hohen technischen und energetischen Aufwands ist dieser Ansatz bislang nur eingeschränkt wirtschaftlich. Eine breitere Anwendung erscheint erst dann realistisch, wenn sich ein stabiler Markt für biogenes CO₂ mit entsprechenden Erlösperspektiven etabliert.

Ein weiterer Ansatz ist die thermische Nachbehandlung methanhaltiger Abgasströme. Die kontinuierliche Weiterentwicklung der Aufbereitungstechnologien zu immer niedrigerem Schlupf hat dazu geführt, dass für die Nachbehandlung der Abgase aus der Biogasaufbereitung zu Biomethan derzeit ausschließlich die RTO infrage kommt. Die meisten bestehenden RTO-Systeme verfügen zwar noch nicht über eine Wärmeauskopplung, diese ist prinzipiell möglich. In Kombination mit Membranverfahren kann die RTO dahingehend optimiert werden, dass die im Oxidationsprozess entstehende Wärme ausgekoppelt und zur Wärmeversorgung der Biogasanlage genutzt werden kann.

Auch die biologische Oxidation von Schwachgasen ist ein Ansatz, der laut Fachliteratur und anhand eingehender Untersuchungen eines Methanoxidaionsfilters nachweislich machbar ist. Allerdings bietet der derzeitige Einsatz des Verfahrens noch keine verlässlichen Garantien für klar definierte Abbaugrade. Es besteht daher weiterhin Forschungsbedarf zu entscheidenden Prozessparametern sowie zur Entwicklung einer effektiven Prozesssteuerung.

4 Fazit

Die Projektergebnisse zeigen, dass moderne Abgasnachbehandlungssysteme – wie die regenerative thermische Oxidation (RTO) – Methanschlupf äußerst effizient minimieren können. Gleichzeitig verdeutlicht die OGI-basierte Leckageerfassung die Relevanz regelmäßiger „Leak Detection and Repair (LDAR)“-Programme: So wurden in 87 % der Biogasanlagen und 60 % der Aufbereitungsanlagen Leckagen festgestellt – teils mit erheblichen Emissionsraten. LDAR-Maßnahmen sind daher essenziell, um diffuse Emissionen systematisch zu erfassen und zu beheben. Nur durch die Kombination aus der Weiterentwicklung technischer Emissionsminderung und konsequenter Leckageüberwachung kann eine emissionsarme und nachhaltige Biogasproduktion realisiert werden.

Literatur

- Bergau, M.; Scherer, B.; Knoll, L. et al. (2024): Active gas camera mass flow quantification (qOGI): Application in a biogas plant and comparison to state-of-the-art gas cams. *The Review of scientific instruments* 95(6), <https://doi.org/10.1063/5.0206155>
- BMU (2010): Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen – GasNZV. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
- Clauß, T.; Reinelt, T.; Liebetrau, J. et al. (2019): Recommendations for reliable methane emission rate quantification at biogas plants. DBFZ-Report no. 33, Leipzig, DBFZ
- Knoll, L.; Liebetrau, J.; Barchmann, T. et al. (2025): EmMinA – Emissionsminderung bei der Biogasaufbereitung, -verdichtung und -einspeisung. Abschlussbericht, <https://biogas.fnr.de/index.php?id=11390&fkz=2220NR151A>, Zugriff am 21.05.2025
- Liebetrau, J.; Rasi, S.; Hjort-Gregersen, K. et al. (2025): IEA Bioenergy Task-37: Reduction of methane emissions from biogas systems and landfills – Methane oxidation treatment for systems with low gas fluxes and low methane concentrations

Danksagung und Förderhinweis

Das Forschungsvorhaben „EmMinA – Emissionsminderung bei der Biogasaufbereitung, -verdichtung und -einspeisung“ (FKZ: 2220NR151A & 2220NR151B) wurde gefördert durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft vertreten durch den Projektträger Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. Wir danken allen Projektbeteiligten für die konstruktive Zusammenarbeit. Besonderer Dank gilt den Betreibenden der Biogasanlagen, die uns den Zugang zu ihren Anlagen für Emissionsmessungen ermöglicht haben. Ohne ihre Unterstützung wäre die Durchführung des Projekts in dieser Form nicht möglich gewesen.

BiogasanlagePLUS – biotechnologische Verwertung von CO₂ aus Biogasanlagen

JOCHEN MICHELS, ESTHER HEGEL, KARSTEN SCHÜRRLE, CHRISTINA ANDREESSEN

1 Einleitung

Ziel des vom BMEL geförderten FNR-Vorprojekts BiogasanlagePLUS war die Erarbeitung von Konzepten zur biotechnologischen Verwertung von CO₂ aus Biogasanlagen (BGA), um eine höhere Wertschöpfung im Anlagenbetrieb bei gleichzeitiger Reduktion des CO₂-Ausstoßes zu erreichen. Ausgehend von einer Umfeldanalyse mit insgesamt >100 biotechnologischen Prozessen, Projekten und Forschungsvorhaben aus Wissenschaft und Industrie wurden vielversprechende CO₂-Verwertungspfade und Randbedingungen identifiziert und in zwei Workshops und zahlreichen Interviews mit Fachexperten und -expertinnen bewertet. Zudem wurden in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) drei konsistente Zukunftsszenarien entwickelt und auf die Verwertungspfade angewandt.

2 Biogasanlagen als Rohstoffquelle für CO₂

2.1 CO₂ als Rohstoff

Kohlenstoffdioxid (CO₂) ist ein essenzieller Rohstoff in verschiedenen Branchen und kommt z. B. in der Lebensmittel- und Getränkeindustrie, in Gewächshäusern, in der Düngermittelproduktion, in Kühlsystemen, bei der Trockeneisproduktion sowie bei der Herstellung von Kraftstoffen, Chemikalien und Baumaterialien zum Einsatz (European Biogas Association 2022). Während in der Getränkeindustrie CO₂-Ströme mit hohen Reinheitsanforderungen („food grade“) benötigt werden, reichen für viele Anwendungen geringere Reinheitsgrade aus, z. B. für die Produktion von Trockeneis oder von Grundchemikalien wie Harnstoff und Methanol.

Das für Industrie und Gewerbe verwendete CO₂ stammt heutzutage fast ausschließlich aus fossilen Quellen, wie der konventionellen „grauen“ Wasserstoffherstellung aus Erdgas u. a. zur Ammoniaksynthese, wo es durch große Volumenströme und hohe Konzentrationen kostengünstig zur Verfügung gestellt werden kann (Ausfelder et al. 2022, International Energy Agency 2019).

Allein in Deutschland kann man von einem CO₂-Bedarf von ~ 1 Mio. t/a für die Harnstoffsynthese und ~ 2,5 Mio. t/a für die Methanolsynthese ausgehen, dieser Bedarf wird zukünftig weiter steigen (Beil und Müller 2023). Für 2045 wird laut einer Studie ein Bedarf von ca. 44.000 bis 52.000 kt CO₂ allein für die Produktion von Methanol, Harnstoff und HVC (High value chemicals, u. a. Olefine und Aromaten) erwartet (VCI and VDI 2023).

2.2 CO₂-Quellen im Umfeld von Biogasanlagen

Im Biogasprozess entstehendes CO₂ wird u. a. aufgrund seines biogenen Ursprungs aktuell in Umweltbilanzen nicht berücksichtigt und größtenteils ungenutzt in die Atmosphäre emittiert. Im Rahmen des Vorhabens BiogasanlagePLUS wurden unterschiedliche potenzielle CO₂-Quellen im Umfeld von Biogasanlagen berücksichtigt (Abb. 1); diese werden im Folgenden beschrieben.

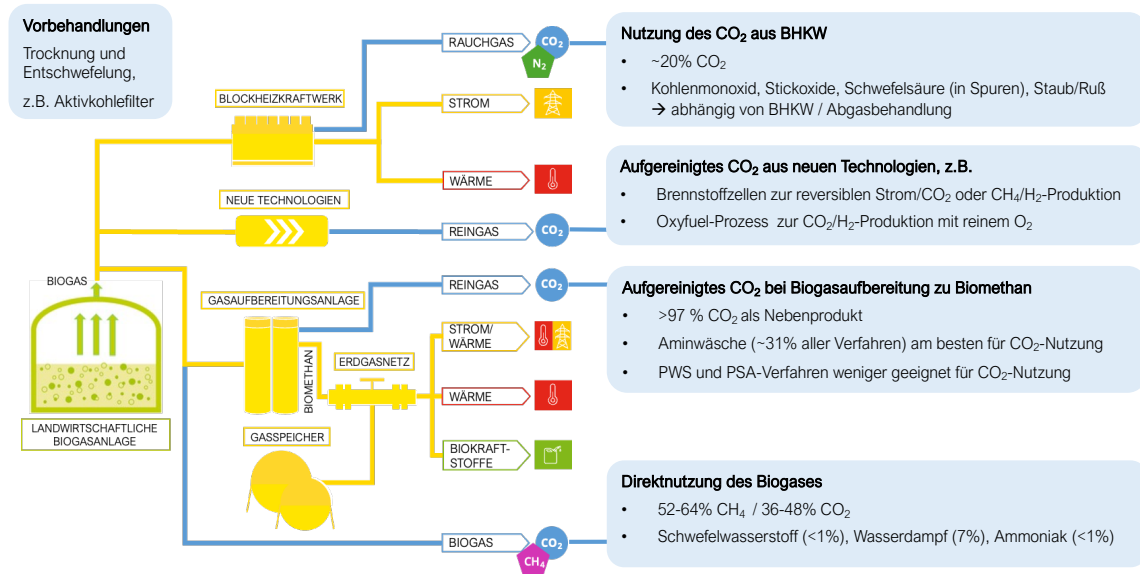


Abb. 1: Übersicht potenzieller CO₂-Quellen im Umfeld von Biogasanlagen (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe 2011, verändert)

- **Rohbiogas als CO₂-Quelle:** Je nach eingesetztem Substrat kann das vorbehandelte Rohbiogas mit einer CO₂-Konzentration von bis zu 55 % für eine stoffliche/technische Nutzung verwendet werden.
- **Rauchgas als CO₂-Quelle:** Je nach eingesetztem Substrat und BHKW kann das Rauchgas mit einer relativ niedrigen CO₂-Konzentration von ~ 20 % für eine stoffliche Nutzung verwendet werden.
- **Biogasaufbereitung als CO₂-Quelle:** Je nach eingesetztem Substrat und Aufbereitungsverfahren können CO₂-Ströme mit Konzentrationen von über 97 % für eine stoffliche/technische Nutzung verwendet werden.
- **Neue Technologien:** CO₂-haltige Gasströme mit hoher Reinheit könnten zukünftig auch zunehmend durch den Einsatz neuer Technologien bereitgestellt werden:
 - Stromerzeugung mit Dampfreformierung/Brennstoffzelle und CO₂-Abscheidung
 - Hochtemperaturverfahren zur Verbrennung von Biogas mit reinem O₂ zu CO₂

2.3 CO₂-Verfügbarkeit im Umfeld von Biogasanlagen

Eine Abschätzung der an Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung anfallenden CO₂-Mengen kann über das Marktstammdatenregister vorgenommen werden, welches alle Anlagen mit EEG-Vergütung zentral erfasst. Damit können über die erzeugten Strommengen Rückschlüsse auf die ursprünglichen Biogas- und damit auch aus der Gärung stammende CO₂-Mengen gezogen werden. Die Auswertung hat gezeigt, dass jährlich durchschnittlich 2 t gärungsbürtiges CO₂ pro kW installierter elektrischer Leistung im Betrieb anfallen. Insgesamt ergibt sich für die Summe der BGA im Jahr 2023 somit ein geschätztes Gesamtpotenzial von 13,7 Mio. t/a gärungsbürtigem CO₂, wobei die meisten dieser BGA CO₂-Mengen zwischen 100 und 2.000 t/a produzieren (Abb. 2).

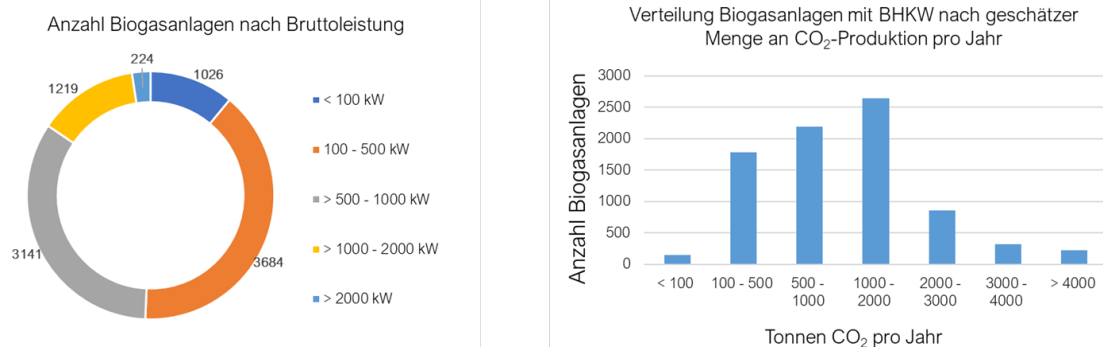


Abb. 2: Abschätzung der CO₂-Verfügbarkeit an Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung anhand von Einträgen im Marktstammdatenregister. Bezugsjahr 2023. (© J. Michels)

Bei der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan kann in Deutschland aktuell von einem CO₂-Potenzial von 1,7 Mio. t/a bei 242 Biogasaufbereitungsanlagen ausgegangen werden (Beil und Müller 2023, Fachverband Biogas 2023). Vor allem durch größere Anlagen (3,8 bis 20 MW) können große CO₂-Mengen an einem Standort zur Verfügung gestellt werden.

3 Biotechnologische Verwertungspfade von CO₂

Die industrielle Biotechnologie ermöglicht es, CO₂-haltige Gasströme oder aus CO₂ gewonnene C1-Intermediate (wie Methanol oder Ameisensäure) in eine Vielzahl an Fein- und Plattformchemikalien umzuwandeln. Einige Vorteile von biotechnologischen Verfahren zur CO₂-Verwertung sind:

- Zahlreiche direkte und indirekte CO₂-Verwertungskonzepte sind vorhanden
- Vielfältige Produktpalette möglich, von Biopolymeren zu Feinchemikalien
- Viele neue Fermentationsverfahren sind in der Entwicklung
- Mikroorganismen können dank Genome Editing immer gezielter optimiert werden
- Meistens hohe Produktselektivität gegeben
- Im Vergleich zu chemischen Verfahren sehr milde Reaktionsbedingungen
- Fermentative Umwandlung findet im wässrigen Milieu statt
- Oftmals höhere Toleranz gegenüber Verunreinigungen als chemische Verfahren

Nach einer umfangreichen Umfeldanalyse wurden im engen Austausch mit Expertinnen und Experten aus Wissenschaft und Industrie fünf relevante biotechnologische CO₂-Verwertungspfade ausgewählt:

3.1 Verwertungspfad Gasfermentation

- Die Umwandlung von CO₂ bzw. CO durch Archaeen, Bakterien und Hefen mittels Gasfermentationen bietet den Zugang zu einer Vielzahl organischer Verbindungen (Fackler et al. 2021), wie Acetat, Alkohole, Carbonsäuren, Aminosäuren, Proteine, Lipide, Biomasse, Biokunststoffe und weitere. Eine spezielle Form der Gasfermentation ist die Biomethanisierung, die das vollständig reduzierte Produkt CH₄ durch methanogene Mikroorganismen (MO) erzeugt, auch ausgehend von Biogas.

CO₂/H₂-Gasgemische sowie Syngas, ein Gemisch aus CO und H₂, sind die Substrate **anaerober Gasfermentationen**, wobei Wasserstoff und CO als Reduktionsmittel und Energieträger dienen. CO-Dehydrogenasen ermöglichen vielen acetogenen Mikroorganismen die biokatalytische Wassergas-Shift-Reaktion,

sodass sie einen weiten Bereich von Gasmischungen der CO₂/H₂-Atmosphären verstoffwechseln können (Köpke and Simpson 2020).

Dagegen sind wasserstoffoxidierende, hydrogenotrophe Bakterien in der Lage, Sauerstoff als Oxidationsmittel für die energetisch vorteilhafte und entsprechend produktive aerobe Gasfermentation zu nutzen (Takors et al. 2018).

3.2 Verwertungspfad Algenbiotechnologie

CO₂ kann aus der anaeroben Vergärung sowie aus dem Abgas, das bei der energetischen Nutzung des Biogases entsteht, genutzt werden. Allerdings produziert selbst eine kleine Biogasanlage um Größenordnungen mehr CO₂ als eine landwirtschaftliche Algenproduktion benötigt. Im Jahre 2020 produzierten Biogasanlagen im Schnitt rund 2 t CO₂ pro kW_{el} installierte Leistung. Damit fallen bereits bei einer kleinen 100-kW_{el}-Anlage 200 t CO₂ jährlich an, was weit über dem Bedarf (ca. 4 t) einer derzeitigen landwirtschaftlichen Produktionsanlage für Mikroalgen liegt.

Für die Kombination von Biogasanlagen mit der Algenkultivierung bieten sich noch zwei weitere Ströme an:

- Nutzung der Wärme aus dem Blockheizkraftwerk
- Nutzung des (flüssigen) Gärrestes, der Nährstoffe (vor allem Stickstoff, Kalium und Phosphor) enthält, die für das Medium der Algenkultivierung genutzt werden können

Die Algenbiomasse kann vom Landwirt geerntet, aufkonzentriert und gegebenenfalls getrocknet werden. Das Pulver findet auch direkte Anwendungen in der Lebens- und Futtermittelindustrie bzw. kann auch direkt vermarktet werden. Alternativ kann auch die feuchte Biomasse direkt als Tierfutter eingesetzt werden, wobei Algenbiomasse von Wiederkäuern im Vergleich zu Monogastriern besser verwertet wird (Bleakley and Hayes 2017). Die Gewinnung von Hochwertprodukten aus Algen (Carotinoide, PUFA, Fettsäuren, Immunmodulatoren, Kohlenhydrate, Lipide, Proteine, Vitamin B12 (Rath and Lüttmann, 2020)) ist dagegen mit sehr hohen Kosten (CAPEX/OPEX) im Downstream Processing und mit dem Bedarf an Fachkräften verbunden.

3.3 Verwertungspfad mikrobielle Elektrosynthese

Die hier betrachtete mikrobielle Elektrosynthese (MES) beruht auf der Fähigkeit von Mikroorganismen, Elektronen direkt von Festkörperelektroden oder über Mediatormoleküle aufzunehmen, um CO₂ zu reduzieren und organische Verbindungen aufzubauen. In den letzten Jahren sind zahlreiche elektroaktive Mikroorganismen entdeckt worden. Hinzu kommen wasserstoffoxidierende Bakterien, die an der Kathode erzeugten Wasserstoff als Reduktionsmittel und Energiequelle nutzen. Hydrogenotrophe Archaea aus der Klasse der Methanobacteria sind zudem fähig, CO₂ über die direkte Elektronenaufnahme an der Kathode in Methan umzuwandeln und Biogas über diesen Weg der Biomethanisierung aufzuwerten (Upgrading) (Xu et al. 2014, Aryal et al. 2022).

Die mikrobielle Elektrosynthese ermöglicht im Gegensatz zu rein elektrochemischen Ansätzen der CO₂-Konversion einen direkten Zugang zu kurzketigen organischen Verbindungen (Jourdin and Burdyny 2021) bis hin zu Terpenen (Krieg et al. 2018) und Polymeren (Langsdorf et al. 2024). Während die technische elektrochemische Reduktion von CO₂ über acht Oxidationsstufen hinweg zu Methan an der Bildung von H₂ an den Kathoden scheitert, gelingt sie mit elektroaktiven Mikroorganismen als Biokatalysatoren (Biomethanisierung).

3.4 Verwertungspfad Methanolverfermentation

Methylotherophile Bakterien, Archaeen und Hefen können Methanol als Kohlenstoffquelle nutzen und stellen damit interessante biotechnologische Produktionssysteme dar. Methanol kann aus CO₂ durch heterogene katalytische Hydrogenierung mit (grünem) Wasserstoff erzeugt werden. Die direkte elektrochemische Reduktion in Elektrolyseuren ist Gegenstand intensiver F&E-Anstrengungen (Goeppert et al. 2014). Modulare Einheiten für die heterogene katalytische Hydrogenierung sind in jüngster Zeit verfügbar geworden und wurden auch schon in Forschungsprojekten mit Biogasanlagen kombiniert.

In den letzten Jahren sind über die Methanolverfermentation zahlreiche organische Verbindungen (u. a. Aminosäuren, (Di-)Carbonsäuren, PHB, Plattformchemikalien und Proteine) zugänglich geworden (Zhang et al. 2018). Neue synthetische Stoffwechselwege zur Methanolverwertung erweitern das Produktspektrum und ergänzen so die vier natürlichen Stoffwechselwege zur Methanolassimilation.

3.5 Verwertungspfad Ameisensäurefermentation

Ameisensäure ist ein C1-Substrat für den mikrobiellen Stoffwechsel, das über Tetrahydrofolat (H₄F) oder die Carboxylierung des Oxidationsprodukts CO₂ assimiliert wird (Cotton et al. 2020, Yishai et al. 2016). Das Produktspektrum reicht von organischen Säuren und Polymeren zu Fettsäuren und Proteinen. Ameisensäure kann elektrochemisch selektiv und direkt aus CO₂ hergestellt werden.

Das Potenzial von Ameisensäure als Substrat für Fermentationen ist erst in den letzten Jahren wahrgenommen worden (Cotton et al. 2020, Yishai et al. 2016). Folglich gibt es deutlich weniger F&E-Projekte zur fermentativen Nutzung von Ameisensäure als zur Methanolverfermentation und dementsprechend nur geringe industrielle F&E-Aktivitäten, meistens auf dem Gebiet der Elektrochemie zur Herstellung von Ameisensäure/Formiat und bei der Stammentwicklung.

4 Status quo und zukünftige Entwicklung relevanter Rahmenbedingungen

Das Competence Center Foresight des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung (ISI) hat im Rahmen des Projektes wesentliche Faktoren für die Weiterentwicklung der ausgewählten CO₂-Verwertungspfade im Umfeld von Biogasanlagen identifiziert. Neben rechtlichen Rahmenbedingungen wurden die Bereitstellung und der Verbrauch von Wasserstoff im ländlichen Raum, die Entwicklung der CO₂-Nutzung sowie die Innovationsbereitschaft von Biogasanlagenbetreibern als Faktoren für die Erstellung der Zukunftsszenarien berücksichtigt.

Die identifizierten biotechnologischen Verwertungspfade zeigen sich unterschiedlich robust hinsichtlich der beschriebenen Zukunftsszenarien:

- Verwertungspfade, in denen gentechnisch veränderte Mikroorganismen (GVO) zum Einsatz kommen, unterliegen zusätzlichen rechtlichen Rahmenbedingungen und könnten auf eine geringere Akzeptanz und Innovationsbereitschaft stoßen, was ihre Implementierung im Vergleich zu Nicht-GVO-Pfaden erschweren könnte.
- Verwertungspfade, welche CO₂ aus Biomethanisierungsanlagen umsetzen, deren Biomethan im Mobilitätssektor Anwendung findet, können durch die aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen, wie der RED II, einen wirtschaftlichen Vorteil gegenüber anderen Pfaden haben.
- Zwei Verwertungspfade, die Mikroalgenkultivierung und die mikrobielle Elektrosynthese, sind unabhängig von zukünftigen Szenarien der Wasserstoffbereitstellung.

- Aufgrund des steigenden Bedarfs an nicht fossilem CO₂ werden Verwertungspfade, die auf reine CO₂-Quellen angewiesen sind, stärker in Konkurrenz zu alternativen, nicht biotechnologischen CO₂-Nutzungen stehen, als Pfade, die auch CO₂-Ströme geringerer Reinheit wie z. B. Rauchgas nutzen können (z. B. Mikroalgenkultivierung, mikrobielle Elektrosynthese und Gasfermentation).
- Autonom und lokal nutzbare Technologien, insbesondere Containerlösungen, können schneller implementiert werden als hochkomplexe Technologien, wie z. B. Gasfermentation.

5 Fazit

Um biotechnologische CO₂-Verwertungspfade in F&E-Vorhaben möglichst effektiv evaluieren und vergleichen zu können, ist eine parallele Umsetzung mehrerer Vorhaben an Demonstrationsstandorten empfehlenswert. Vor Projektbeginn sollten projektübergreifende Rahmenbedingungen, z. B. hinsichtlich technökonomischer und/oder ökologischer Analysen, Key Performance Indicators (KPI), festgelegt werden, um eine maximale Vergleichbarkeit der Verwertungspfade zu ermöglichen.

Neben der systematischen Erprobung und Evaluierung der Verwertungspfade müssen die Demonstrationsstandorte als „Showcases“ für interessierte Betreiber von Biogasanlagen dienen. Deshalb muss eine direkte Integration der Technologien in den bestehenden Betrieb möglich sein.

Literatur

- Aryal, N.; Zhang, Y.; Bajracharya, S.; Pant, D.; Chen, X. (2022): Microbial electrochemical approaches of carbon dioxide utilization for biogas upgrading. *Chemosphere* 291(1), <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2021.132843>
- Ausfelder, F.; Herrmann, E.O.; López González, L.F. (2022): Perspective Europe 2030. Technology options for CO₂-emission reduction of hydrogen feedstock in ammonia production. Frankfurt am Main, DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.
- Beil, M.; Müller, M. (2023): Bio-CO₂ – Bereitstellung von CO₂ aus Biogasaufbereitungsanlagen für die stoffliche Nutzung. [https://veranstaltungen.fnr.de/fileadmin/Projekte/2023/Veranstaltung/Biogaskongress/Beil-Mueller-Bio-CO₂-12-09-2023_Ver%C3%B6ffentlichung.pdf](https://veranstaltungen.fnr.de/fileadmin/Projekte/2023/Veranstaltung/Biogaskongress/Beil-Mueller-Bio-CO2-12-09-2023_Ver%C3%B6ffentlichung.pdf), Zugriff am 08.07.2025
- Bleakley, S.; Hayes, M. (2017): Algal Proteins: Extraction, Application, and Challenges Concerning Production. *Foods* 6(5), <https://doi.org/10.3390/foods6050033>
- Cotton, C.A.; Claassens, N.J.; Benito-Vaquerizo, S.; Bar-Even, A. (2020): Renewable methanol and formate as microbial feedstocks. *Curr. Opin. Biotechnol.* 62, pp. 168–180, <https://doi.org/10.1016/j.copbio.2019.10.002>
- European Biogas Association (2022): Biogenic CO₂ from the biogas industry. <https://www.europeanbiogas.eu/biogenic-co2-from-the-biogas-industry/>, Zugriff am 04.07.2025
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2011): Vielfältige Nutzung von Biogas. <https://mediathek.fnr.de/vielfaltige-nutzung-von-biogas.html>, Zugriff am 08.07.2025
- Fachverband Biogas (2023): Biogas Branchenzahlen 2022 und Prognose der Branchenentwicklung 2023. https://www.biogas.org/fileadmin/redaktion/dokumente/presse/branchenzahlen/23-09-25_Biogas_Branchenzahlen-2022_Prognose-2023_01.pdf, Zugriff am 04.07.2025
- Fackler, N.; Heijstra, B.D.; Rasor, B.J.; Brown, H.; Martin, J.; Ni, Z.; Shebek, K.M.; Rosin, R.R.; Simpson, S.D.; Tyo, K.E.; Giannone, R.J.; Hettich, R.L.; Tschaplinski, T.J.; Leang, C.; Brown, S.D.; Jewett, M.C.; Köpke, M. (2021): Stepping on the Gas to a Circular Economy: Accelerating Development of Carbon-Negative Chemical Production from Gas Fermentation. *Annu. Rev. Chem. Biomol. Eng.* 12, pp. 439–470, <https://doi.org/10.1146/annurev-chembio-eng-120120-021122>

- Goeppert, A.; Czaun, M.; Jones, J.-P.; Surya Prakash, G.K.; Olah, G.A. (2014): Recycling of carbon dioxide to methanol and derived products – closing the loop. *Chem Soc Rev* 43, <https://doi.org/10.1039/C4CS00122B>
- International Energy Agency (2019): Putting CO₂ to Use. Creating value from emissions, Paris
- Jourdin, L.; Burdyny, T. (2021): Microbial Electrosynthesis: Where Do We Go from Here? *Trends Biotechnol.* 39, pp. 359–369, <https://doi.org/10.1016/j.tibtech.2020.10.014>
- Köpke, M.; Simpson, S.D. (2020): Pollution to products: recycling of 'above ground' carbon by gas fermentation. *Chem. Biotechnol.* • *Pharm. Biotechnol.* 65, pp. 180–189. <https://doi.org/10.1016/j.copbio.2020.02.017>
- Krieg, T.; Sydow, A.; Faust, S.; Huth, I.; Holtmann, D. (2018): CO₂ to Terpenes: Autotrophic and Electroautotrophic α -Humulene Production with *Cupriavidus necator*. *Angew. Chem. Int. Ed.* 57(7), <https://doi.org/10.1002/anie.201711302>
- Langsdorf, A.; Schütz, J.P.; Ulber, R.; Stöckl, M.; Holtmann, D. (2024): Production of polyhydroxybutyrate from industrial flue gas by microbial electrosynthesis. *J. CO₂ Util.* 83, <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2024.102800>
- Rath, T.; Lüttmann, R. (2020): Verfahrenstechnik und rechtliche Einordnung der Mikroalgenproduktion im gärtnerischen Betrieb. KTBL-Arbeitsblatt 26741, Darmstadt, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
- Takors, R.; Kopf, M.; Mampel, J.; Bluemke, W.; Blombach, B.; Eikmanns, B.; Bengelsdorf, F.R.; Weuster-Botz, D.; Dürre, P. (2018): Using gas mixtures of CO, CO₂ and H₂ as micro-bial substrates: the do's and don'ts of successful technology transfer from laboratory to production scale. *Microb. Biotechnol.* 11, pp. 606–625, <https://doi.org/10.1111/1751-7915.13270>
- VCI; VDI (2023): Chemistry4Climate. Wie die Transformation der Chemie gelingen kann. Abschlussbericht 2023. Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI), Verein Deutscher Ingenieure e.V. (VDI)
- Xu, H.; Wang, K.; Holmes, D.E. (2014): Bioelectrochemical removal of carbon dioxide (CO₂): An innovative method for biogas upgrading. *Bioresour. Technol.* 173, pp. 392–398, <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2014.09.127>
- Yishai, O.; Lindner, S.N.; Gonzalez de la Cruz, J.; Tenenboim, H.; Bar-Even, A. (2016): The formate bio-economy. *Energy Mech. Biol.* 35, pp. 1–9, <https://doi.org/10.1016/j.cbpa.2016.07.005>
- Zhang, W.; Song, M.; Yang, Q.; Dai, Z.; Zhang, S.; Xin, F.; Dong, W.; Ma, J.; Jiang, M. (2018): Current advance in bioconversion of methanol to chemicals. *Biotechnol. Biofuels* 11, <https://doi.org/10.1186/s13068-018-1265-y>

Danksagung und Förderhinweis

Das BiogasanlagePLUS-Projektteam möchte sich herzlich bei den zahlreichen Experten und Expertinnen bedanken, die das Vorhaben in Interviews, Workshops oder auf Konferenzen unterstützt und mit ihrem Wissen entscheidend zum Erfolg des Projekts beigetragen haben.

Zudem danken wir der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. und dem Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft für die Finanzierung des Vorhabens (Förderkennzeichen: 2220NR259X).

Energetische Nutzung von CO₂ zur Verringerung des Restmethanpotenzials

KONRAD KOCH, FELIX MÜLLER, MICHAEL LEBUHN, MATHIAS WEIGOLDT, VERONIKA FLAD,
DANIELA POLAG

1 Einleitung

Das Restmethanpotenzial von Biogasanlagen mit landwirtschaftlichen Rohstoffen als Substrat liegt im Durchschnitt bei 4 bis 6 Vol.-% (Ruile et al. 2015). Um einen möglichst vollständigen Abbau der organischen Inhaltsstoffe zu realisieren, müsste mit vertretbarem wirtschaftlichem Aufwand ein Optimum an Abbauleistung angestrebt, also eine hohe Abbaurate in den Fermentern bei Erhalt der Prozessstabilität erreicht werden. Ziel des hier vorgestellten Projektes war eine energetische Nutzung von CO₂ zur Verringerung des Restmethanpotenzials während der Biogasgewinnung aus nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo). Die Verwertbarkeit von CO₂ basiert hierbei auf dem vor knapp 30 Jahren erstmals beschriebenen Prozess der Biokonversion (Sato and Ochi 1994), in dem CO₂ ohne zusätzliches Einbringen von Wasserstoff (H₂) in energetisch nutzbares Methan (CH₄) umgewandelt wird. Untersuchungen im Batchbetrieb zeigten, dass durch die CO₂-Zugabe der Methanertrag aus dem Impfschlamm (Inokulum) je nach Substrat um bis zu 77 % gesteigert werden kann und zusätzlich die Gasbildungsrate stimuliert wird (Bardi et al. 2025a). In einer kürzlich veröffentlichten Studie konnte zudem in Fed-Batch-Experimenten nachgewiesen werden, dass die CO₂-Anreicherung zu einer deutlichen Reduzierung des inhibierenden Effektes des beim Abbau entstehenden Ammoniums bzw. Ammoniaks führt (Bardi et al. 2025b); das könnte insbesondere für die bekanntermaßen herausfordernde Vergärung stickstoffreicher Substrate relevant sein. Allerdings wurde der Effekt bisher ausschließlich im Labor- und Technikumsmaßstab und unter Verwendung von Klärschlämmen bzw. Speiseresten als Substrate nachgewiesen.

Die wesentliche Aufgabenstellung dieses Vorhabens war es, die Biokonversion CO₂ → CH₄ bei der Vergärung verschiedener NawaRo-Substrate im Technikumsmaßstab (2 x 35-l-Reaktoren) zu evaluieren. Hierbei sollte die CH₄-Steigerung durch Einbringung von CO₂ in Abhängigkeit von verschiedenen Inputsubstraten und Raumbelastungen quantifiziert werden. Durch begleitende Isotopenanalysen und mikrobiologische Untersuchungen sollten die dominanten Prozesse, die für die Biokonversion von CO₂ → CH₄ verantwortlich sind, identifiziert werden. Abschließend sollten die Ergebnisse im Hinblick auf Optimierungspotenziale und eine großtechnische Nutzbarkeit bewertet werden.

2 Durchflussversuche

2.1 Aufbau und Durchführung

Abbildung 1 zeigt schematisch den Aufbau der Durchflussreaktoren (bezogen von der Umwelt- und Ingenieurtechnik GmbH (UIT), Dresden, Deutschland). Diese bestehen aus zwei identischen zylindrischen Rührkesselreaktoren mit einem Gesamtvolumen von 35 l.

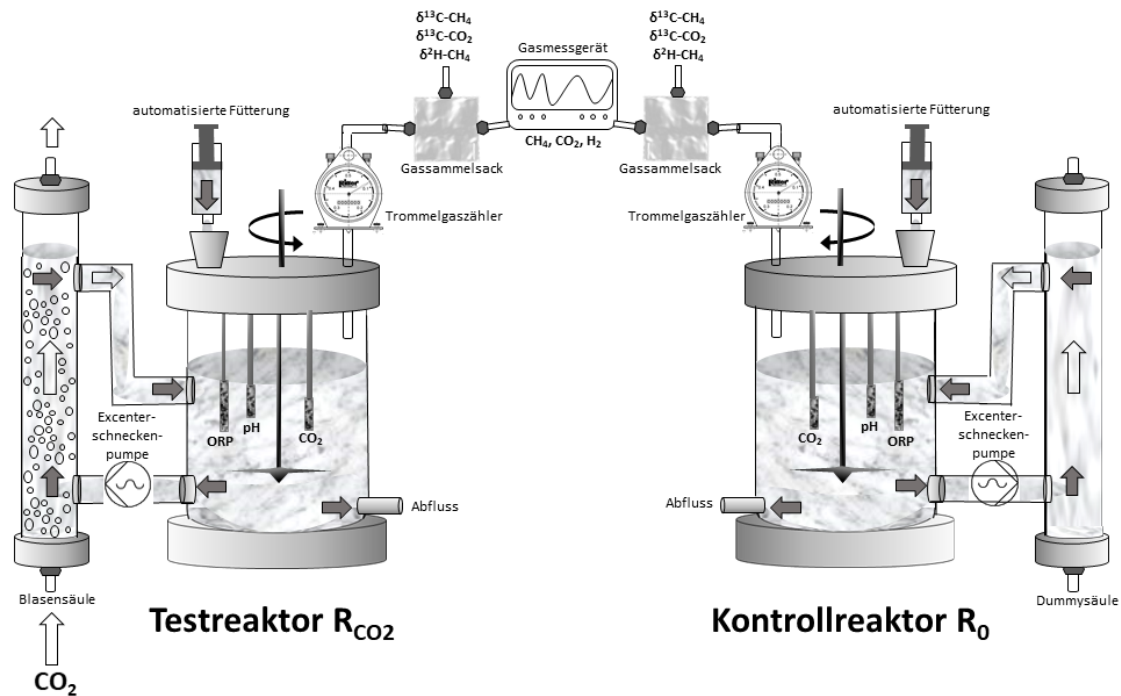


Abb. 1: Schematischer Aufbau der Durchflussreaktoren (© Team ENCOVER)

Das Arbeitsvolumen wurde je nach Versuch zwischen 21 und 33 l gehalten. Einer der Reaktoren diente als Testreaktor mit diskontinuierlicher CO_2 -Anreicherung (R_{CO_2}), während der andere Reaktor als Kontrollreaktor ohne jegliche CO_2 -Zugabe (R_0) betrieben wurde. Beide Reaktoren waren mit einer Temperaturkontrolle, einem Rührwerk und einer Gassammelvorrichtung für die Analyse von Gasmenge und -qualität ausgestattet. In der Gasleitung war eine Probeentnahmestelle für die Messung der Isotope aus dem Gasraum implementiert. Jeder Reaktor wurde kontinuierlich mit einem Propellerrührer bei 35 U/min gerührt und mittels Heizmantel unter mesophilen Bedingungen (38 °C) betrieben. Beide Reaktoren waren mit einer Blasensäule von 1 m Höhe und 7 cm Durchmesser (2,3 l flüssiges Arbeitsvolumen) ausgestattet, die in einem Rezirkulationssystem angeordnet war. Während der CO_2 -Anreicherung von R_{CO_2} wurde das Gärgemisch aus beiden Reaktoren parallel mit Exzenter-schneckenpumpen durch die jeweiligen Systeme gepumpt. Die Blasensäule des Versuchsreaktors R_{CO_2} wurde für den CO_2 -Gas-Flüssigkeits-Stoffaustausch verwendet, während die Blasensäule des Kontrollreaktors R_0 als Dummy diente, um ein gleiches Arbeitsvolumen an Flüssigkeit zu gewährleisten und den Betrieb der beiden Reaktorsysteme so vergleichbar wie möglich zu halten. Zu Beginn wurden beide Reaktoren (sowohl R_{CO_2} als auch R_0) mit dem gleichen Impfschlamm inokuliert und in der Folge unter ansonsten identischen Bedingungen betrieben. Nach Erreichen eines stabilen Zustands beider Reaktoren wurde die CO_2 -Injektion durch eine Blasensäule in einer Rezirkulationsschleife initiiert. Details zum Aufbau sind in Muntau et al. (2021) zu finden.

Die Biokonversion $\text{CO}_2 \rightarrow \text{CH}_4$ bzw. die Steigerung des CH_4 -Ertrags durch Einbringung von CO_2 sollte in Abhängigkeit von verschiedenen Inputsubstraten und der Raumbelastung untersucht werden. Da nach aktuellem Kenntnisstand bisher keine Studien zum Effekt der Biokonversion $\text{CO}_2 \rightarrow \text{CH}_4$ mit nachwachsenden Rohstoffen durchgeführt wurden, lag der Fokus hier auf Biogassubstraten mit hoher Energiedichte und Wirtschaftlichkeit (Maissilage), Reststoffen und Substraten mit hohem Zucker- bzw. Stickstoffgehalt,

da auch eine Verringerung der ammoniakbedingten Inhibierung als möglicher Grund für die beobachtete Stimulierung durch die CO₂-Zugabe gilt (Bardi et al. 2025b).

In vier Langzeitversuchen mit einer Versuchsdauer zwischen 50 und 130 Tagen mit unterschiedlichen Inputsubstraten (Maissilage, organische Reststoffe (Speisereste), Zuckerrübe und Luzerne) wurde die Wirkung von extern eingebrachtem CO₂ zur Stimulierung des Biogasfermentationsprozesses (Biokonversion CO₂ → CH₄) untersucht. Die organische Raumbelastung (organic loading rate, OLR) wurde innerhalb der Versuchsdauer schrittweise von 2 auf bis zu 12,5 kg_{oTM} · (m³ · d)⁻¹ erhöht.

2.2 Ergebnisse

Ab einer OLR von etwa 5 bis 6 kg_{oTM} · (m³ · d)⁻¹ konnte für alle 4 Langzeitversuche mit unterschiedlichen Substraten eine signifikante Erhöhung des Methanertrags in R_{CO₂} im Vergleich zu R₀ mit einer Gesamtsteigerung von 5 bis 7 % beobachtet werden. Abbildung 2 zeigt beispielhaft die Erhöhung des Methanertrags in Abhängigkeit der Raumbelastung für den Langzeitversuch mit organischen Reststoffen. Die Steigerung des CH₄-Ertrags ging allgemein einher mit einer verbesserten Prozessstabilität (u. a. niedrigerer FOS/TAC, geringere Konzentration an organischen Säuren) und Stressresilienz des Mikrobioms bei hoher Raumbelastung im R_{CO₂} im Vergleich zum R₀. Insbesondere zeigte sich eine Dominanz acetoklastischer *Methanotrichaceae* in den mit Klärschlamm betriebenen Fermentern, was auf eine spezifische mikrobielle Anpassung hinweist.

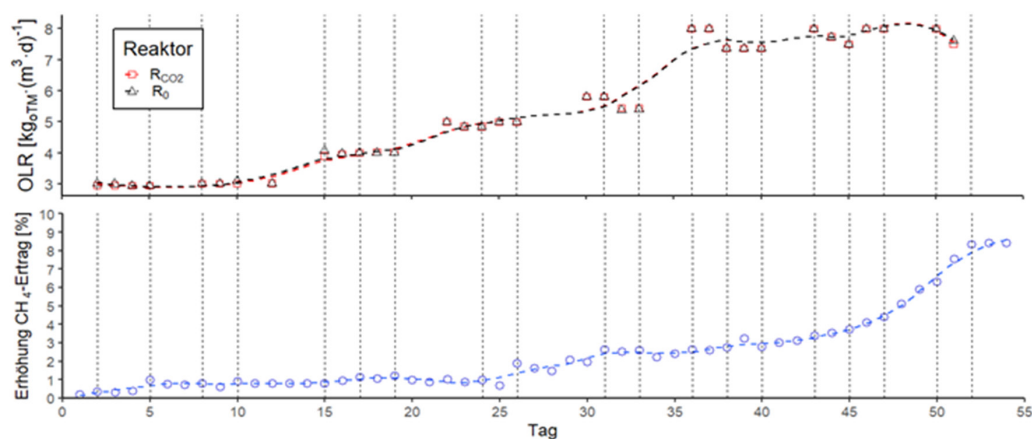


Abb. 2: Langzeitversuch mit organischen Reststoffen: organische Raumbelastung (OLR, oben) und Erhöhung des CH₄-Ertrags in R_{CO₂} im Vergleich zu R₀ (unten) (© Team ENCOVER)

Die molekularbiologischen Analysen sowie die Isotopenanalytik deuteten darauf hin, dass das Mikrobiom unter der Nutzung des zusätzlichen CO₂ im R_{CO₂} einen deutlich effizienteren Energiestoffwechsel aufwies als das im R₀. Weiterhin ergab sich in Übereinstimmung mit diesen Analysen eine verstärkte Nutzung des hydrogenotrophen Stoffwechsels am Kipppunkt von Eu- zu Dysstress für die methanogenen *Archaea*. Dieser Kipppunkt wurde im R₀ früher erreicht als im R_{CO₂}, was auf eine höhere Belastbarkeit des Mikrobioms unter CO₂-Zufuhr hinweist.

Ein weiterer wichtiger Befund war die Identifizierung des Wasserstoffisotopenwerts δ²H-CH₄ als neuen potenziellen Stabilitätsindikator und Überwachungsparameter für den Fermentationsprozess. Dieser Parameter könnte eine wertvolle Rolle bei der Echtzeitüberwachung und Prozessoptimierung spielen. Zudem bestätigten die Ergebnisse des Metabolischen Quotienten (MQ; Munk et al. 2012) dessen heraus-

ragende Eignung, den Zustand des Prozesses schnell und präzise zu diagnostizieren, was zu einer besseren Steuerung und Optimierung des gesamten Verfahrens beitragen kann.

3 Fazit und Ausblick

Das hier vorgestellte Projekt hatte das grundlegende Ziel, im Technikumsmaßstab zu untersuchen, ob sich durch den Effekt der Biokonversion $\text{CO}_2 \rightarrow \text{CH}_4$ die wirtschaftliche Produktivität der anaeroben Fermentation steigern lässt.

In den kontinuierlichen Versuchen im Labormaßstab über mehrere Monate wurde durch die CO_2 -Anreicherung eine Erhöhung des spezifischen Methanertrags zwischen 5 % (Maissilage) und um 7 % (organische Reststoffe) beobachtet. Gemäß Biogasmessprogramm III (FNR 2023) hat eine durchschnittliche landwirtschaftliche Biogasanlage ein Fermentationsvolumen von 4.500 m³, wird bei einer OLR von $2,6 \text{ kg}_{\text{OTM}} \cdot (\text{m}^3 \cdot \text{d})^{-1}$ betrieben und erzielt dabei einen spezifischen Methanertrag von 350 L_{CH₄}/kg_{OTM}. Daraus ergibt sich eine tägliche Methanbildung der Anlage von 4.095 m³_{CH₄}. Geht man nun von einem Mehrertrag von 5 bzw. 7 % aus, so wären das 200 bzw. 290 m³_{CH₄} täglich, die durch die CO_2 -Anreicherung zusätzlich erzeugt werden könnten. Mit einem BHKW-Wirkungsgrad von 40,2 % (FNR 2023) ergibt sich daraus eine zusätzliche Strommenge von 300 bzw. 420 MWh jährlich. Mit einem angenommenen durchschnittlichen Strompreis von 200 € pro MWh entspräche dies zusätzlichen Erlösen in Höhe von 60.000 bis 84.000 € jährlich. Für den Fall, dass eine Gasaufbereitung bereits vorhanden ist, sollte selbst nach Abzug der erforderlichen Investitionskosten für die Gaseinpressung und deren operativen Kosten ein stattlicher Gewinn durch die CO_2 -Einbringung möglich sein. Falls sich der beobachtete Stimulationseffekt mit landwirtschaftlichen Substraten auch im Pilotmaßstab reproduzieren lässt, ist ein direkter Übertrag in die Praxis möglich. Die erforderliche finanzielle Aufwendung für Anlagenbetreiber bezieht sich ausschließlich auf Methananreicherung bzw. CO_2 -Abtrennung und Rezirkulation des CO_2 . Hierbei stehen für die Gasabtrennung etablierte Verfahren zur Verfügung, wobei derzeit 246 Anlagen über eine Biogasaufbereitung zur Gaseinspeisung verfügen. Die Zahl der Anlagen zur Biogasaufbereitung ist jedoch in den letzten Jahren stark angestiegen. Insbesondere auf europäischer Ebene hat sich die Anzahl der neuinstallierten Biomethananlagen in den letzten vier Jahren etwa verdoppelt, wobei über 50 % dieser Anlagen über eine Membranaufbereitung verfügen.

Die technische Umsetzung sowie Ökonomie der Rezirkulation bzw. Re-Injektion von CO_2 soll in einem Folgeprojekt in einem Forschungsbiogasreaktor des Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik getestet und bilanziert werden. Hierbei sollen etablierte Membrantrennverfahren der Firma EVONIK zum Einsatz zu kommen.

Literatur

- Bardi, M. J.; Müller, F.; Polag, D.; Habtu, N. G.; Koch, K. (2025a): The intriguing effect of CO_2 enrichment in anaerobic digestion. *Bioresource Technology* 416, <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2024.131743>
- Bardi, M. J.; Müller, F.; Polag, D.; Habtu, N. G.; Koch, K. (2025b): Threshold and recovery of anaerobic digestion under high ammonia stress: Influence of COD/ NH_4^+ ratio and CO_2 enrichment. *Bioresource Technology* 434, <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2025.132832>
- FNR (2023): Jahresbericht 2021/2022. Gülzow-Prüzen, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)

- Munk, B.; Bauer, C.; Gronauer, A.; Lebuhn, M. (2012). A metabolic quotient for methanogenic Archaea. *Water Science & Technology* 66, <https://doi.org/10.2166/wst.2012.436>
- Muntau, M.; Lebuhn, M.; Polag, D.; Bajón Fernández, Y.; Koch, K. (2021): Effects of CO₂ enrichment on the anaerobic digestion of sewage sludge in continuously operated fermenters. *Bioresource Technology* 332, <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2021.125147>
- Ruile, S.; Schmitz, S.; Mönch-Tegeder, M.; Ochsen, H. (2015): Degradation efficiency of agricultural biogas plants – A full-scale study. *Bioresource Technology* 178, <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2014.10.053>
- Sato, K.; Ochi, S. (1994): Control of CO₂ gas concentration to increase methane gas production in anaerobic sewage sludge digestion. In: *Anaerobic digestion VII: selected proceedings of the IAWQ seventh International Symposium on Anaerobic Digestion held in Cape Town, South Africa, 23–28 January 1994*, pp. 610–618

Förderhinweis

Das hier beschriebene Projekt wurde dankenswerterweise durch die Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe gefördert (Akronym: ENCOVER). Eine detaillierte Beschreibung der hier vorgestellten Ergebnisse finden sich im öffentlich zugänglichen Abschlussbericht auf den Seiten der Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe unter <https://www.fnr.de/fileadmin/projektdatenbank/2220NR137A.pdf>.

Angesäuerte Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen und in der Gärrestedüngung

EBERHARD HARTUNG, THORSTEN MÄCHTIG, SUSANNE BILLMANN-BORN

1 Motivation

Falls sich in Deutschland die Ansäuerung als Minderungsmaßnahme im Stall durchsetzt, kann für Bestandsbiogasanlagen die Situation entstehen, dass sie angesäuerte Gülle als Biogassubstrat einsetzen müssen, um den Güllebonus oder den Status Gülle-Kleinanlage zu behalten. Da die Gülleansäuerung normalerweise mit Schwefelsäure erfolgt, ergeben sich daraus höhere Schwefelfrachten im Inputsubstrat, die zu einer Schwefelhemmung im Fermenter führen können.

Wenn angesäuerte Gülle bzw. Gärreste aus der Fermentation angesäuerter Gülle in größerem Umfang produziert werden, müssen diese auch nachhaltig als Wirtschaftsdünger auf die landwirtschaftlichen Böden aufgebracht werden können. Gleiches gilt auch, wenn Gärreste zur Emissionsminderung angesäuert werden sollen.

Aus diesen beiden Aspekten ergab sich das Gesamtziel des Verbundvorhabens „Angesäuerte Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen und in der Gärrestedüngung – AcidDigSoil“, nämlich die Chancen und Risiken der Nutzung angesäuerter Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen und bei der Gärrestedüngung zu erfassen und zu bewerten.

Teilprojekt 1 des o.g. Verbundvorhabens (FKZ 2220NR053A) sollte daher den Einsatz angesäuerter Wirtschaftsdünger im Biogasprozess und weiterführend die Interaktion angesäuerter Wirtschaftsdünger und Boden bei der Düngung untersuchen, bewerten und erste Handlungsempfehlungen ableiten. Im Teilprojekt 2 (FKZ 2220NR053B) sollte den Fragen nachgegangen werden, unter welchen Bedingungen ein Ansäuern von Gärresten erforderlich und sinnvoll ist und welche positiven Wirkungen auf Nährstoffeffizienz, Ernteertrag, Düngemanagement und Klimaschutz möglich sind.

In der nachfolgenden Kurzfassung wird ausschließlich auf die Ergebnisse von Teilprojekt 1 eingegangen; hier wurde untersucht:

- welcher Anteil an Schwefel- und Essigsäure mit verschiedenen Kosubstraten sinnvoll in den Biogasprozess eingebracht werden kann, wie sich dies auf Prozessstabilität und Gasertrag auswirkt und wie sich Eisenpräparate zur Sulfidfällung auswirken;
- in welchem Umfang sich durch Ansäuerung von Gärresten bei der Düngung Ammoniakemissionen verringern lassen;
- wie die Nährstoffverfügbarkeit vor allem von Schwefel und Phosphor im Boden beeinflusst wird;
- welche Auswirkungen auf den Ernteertrag entstehen;
- wie Bodenmikrobiom und mikrobielle Aktivität auf Düngung mit angesäuerten Gärresten bzw. Gärresten aus angesäuerten Wirtschaftsdüngern reagieren.

Zur Beantwortung dieser Fragestellungen wurden absatzweise und kontinuierliche Biogasversuche im Labormaßstab durchgeführt und auf Erfahrungen einer landwirtschaftlichen Biogasanlage aufgebaut, welche angesäuerte Rindergülle vergärt. Für die Fragen zu Düngung mit angesäuerter Gülle und Gärrest wurden Laborversuche und Feldversuche im Freiland durchgeführt.

2 Zusammengefasste Ergebnisse

2.1 Angesäuertes Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen

Die Nutzung angesäuertes Gülle als Biogassubstrat zeigte unterschiedliche Wirkungen, abhängig von der verwendeten Säure zur Ansäuerung. Die Ansäuerung mit Essigsäure auf einen pH-Wert von 5,5 erhöht den frischmassespezifischen Methanertrag von Rinder- und Schweinegülle gleichermaßen um ca. 20 %. Damit kann Substrat eingespart und ein Teil der Kosten der Essigsäure kompensiert werden. Bezogen auf die zugesetzte Essigsäure entstehen im Mittel 295 Liter Methan pro Kilogramm reiner Essigsäure. Die Stabilität des Gärprozesses war von der Zugabe von Essigsäure unbeeinflusst. Die Kofermentation angesäuertes Gülle mit Mais-Ganzpflanzensilage und Zuckerrüben in unterschiedlichen Mischungsverhältnissen zeigte keine zusätzlichen Effekte durch die Kofermentation. Der Gärrest aus mit Essigsäure angesäuertes Gülle zeigte keine Unterschiede zum Gärrest mit nicht angesäuertes Gülle.

Der Zusatz von Schwefelsäure zur Gülleansäuerung minderte in allen untersuchten Fällen den Methanertrag der Gülle um im Mittel 653 Liter Methan je Kilogramm reiner Schwefelsäure, was auf die Konkurrenz zwischen der Sulfatreduktion zu Schwefelwasserstoff und der Methanogenese um energiereiche Stoffe zurückzuführen ist. Die Minderung des Methanertrags war auf Basis gleicher Säurezugabe bei Schweinegülle etwas geringer als bei Rindergülle. Bezogen auf die Frischmasse der Gülle sinkt der Methanertrag der Schweinegülle im Mittel um 20 %, der der Rindergülle um 27 %. Aus dem Sulfat der Schwefelsäure bildet sich Schwefelwasserstoff, welcher die methanproduzierenden Mikroorganismen hemmen kann. In einigen Fällen konnte eine Hemmung des Gärprozesses durch Schwefelwasserstoff als verzögerte Kinetik der Methanbildung beobachtet werden. Ein fester Schwellwert für die Sulfatkonzentration im Gärmedium, ab der es im Verlauf der Fermentation zur Hemmung durch Schwefelwasserstoff kommt, war nicht ersichtlich bzw. konnte aus den erzielten Versuchsergebnissen nicht abgeleitet werden.

Die Hemmung durch Schwefelwasserstoff konnte durch die Zugabe von Eisenpräparaten zur Fällung von Eisensulfid vollständig aufgehoben werden. Der Methanminderertrag durch Sulfatreduktion bleibt davon jedoch unbeeinflusst. Die getesteten Eisenpräparate Eisen(II)-Chlorid, Eisen(III)-Chlorid und Eisen(III)-Oxidhydroxid mindern effektiv den Schwefelwasserstoffgehalt im Biogas und wirken sich verschieden auf den Methanertrag aus. Die Eisenchloride mindern den Methanertrag, auch bei nicht angesäuertes Gülle. Eisenoxidhydroxid hatte keinen negativen Effekt auf den Methanertrag. Die notwendige Dosierung der Eisenpräparate zur Minderung des Schwefelwasserstoffgehalts im Biogas hängt nicht linear mit der zugeführten Schwefelfracht über die Schwefelsäure zusammen. Bei höherer Schwefelfracht im Substrat muss überproportional mehr Eisen zur gleichen Reduktion des Schwefelwasserstoffgehalts im Biogas zugegeben werden. Es konnte damit keine Gleichung zur Dosierungsempfehlung in Abhängigkeit von der zugesetzten Schwefelsäuremenge ermittelt werden. Die Dosierung sollte mindestens in einem molaren Verhältnis von Eisen zu Schwefel (aus der Schwefelsäure) von 1 eingesetzt werden, was einem Massenverhältnis von 1,74 entspricht.

Ohne Dosierung von Eisenpräparaten bei Einsatz von Schwefelsäure gehen 15 bis 36 % der Schwefelfracht des Substrats ins Biogas über. Bei Einsatz von Eisenpräparaten reduziert sich dosisabhängig dieser Anteil und die Schwefelfracht im Gärrest erreichte im Mittel 85 % der Schwefelfracht des Substrats. Im Gärrest der mit Schwefelsäure angesäuertes Gülle stieg die Schwefelkonzentration auf das 4- bis 5-Fache im Vergleich zum Gärrest von nicht mit Schwefelsäure angesäuertes Gülle.

Bei biologischer Ansäuerung mit Zucker oder Melasse, als denkbare Alternative zu Essig- und/oder Schwefelsäure, wird ein Teil des möglichen Methanertrags dieser Zusatzstoffe vor der Vergärung abgebaut, indem organische Säuren produziert werden, welche dosisabhängig zur Ansäuerung der Gülle führ-

ten. Mit einem Zusatz von 5 Masseprozent Zucker konnte der pH-Wert auf ca. 5,2 bis 5,4 abgesenkt werden. Dabei gingen 10 % des Methanpotenzials des Zuckers vor der Vergärung verloren. Bei Melasse waren 12 Masseprozent Zusatzstoffmenge erforderlich, um den pH-Wert auf 5,6 zu senken. Dabei gingen 21 % des Methanpotenzials vor der Vergärung verloren. Der Einsatz der Zusatzstoffe Zucker und Melasse ist für den damit erreichten Methanertrag im Verhältnis zu teuer und kann deshalb auch nicht wirtschaftlich mit der Ansäuerung mit Essigsäure konkurrieren. Darüber hinaus roch die biologisch angesäuerte Gülle sehr unangenehm nach kurzkettigen Fettsäuren.

Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit der Biogasproduktion aus angesäuerter Gülle wurde grundsätzlich festgestellt, dass die Ansäuerung mit Schwefelsäure durch den Methanminderertrag und die Zusatzkosten für Eisenpräparate unabhängig vom eingesetzten Substrat unwirtschaftlich ist und zu Verlusten führt, auch wenn die Säurekosten nicht der Biogasanlage in Rechnung gestellt werden. Die Ansäuerung mit Essigsäure führt bei Rindergülle zu geringen Erlösen, die etwa 20 % der Erlöse von nicht angesäuerter Gülle erreichen. Bei Schweinegülle ist auch bei der Ansäuerung mit Essigsäure mit Verlusten zu rechnen. Nur wenn die Kosten für Essigsäure nicht von der Biogasanlage getragen werden müssen, also der vorge-lagerten Tierproduktion angelastet werden, ergibt sich ein Gewinn gegenüber nicht angesäuerter Gülle. Es ist aber als nicht realistisch einzuschätzen, dass die Tierproduktion dann die gegenüber der Schwefelsäure 8-mal so teure Essigsäure einsetzen wird. Insgesamt fehlt also die wirtschaftliche Motivation, angesäuerte Gülle in Biogasanlagen einzusetzen.

2.2 Angesäuerter Wirtschaftsdünger bei der Gärrestedüngung

Die Gärreste von angesäuerter Gülle haben die gleichen pH-Werte wie die von nicht angesäuerter Gülle. Von daher müsste zur Emissionsminderung bei der Ausbringung der Gärrest erneut angesäuert werden. Für die Ansäuerung von Gärresten auf einen pH-Wert von 5,5 ist etwa 40 % mehr Säure nötig als für die Ansäuerung von Gülle. Im Mittel wurden 9,5 Liter 98%ige Schwefelsäure pro Kubikmeter Gärrest zur Ansäuerung benötigt, für Gülle hingegen nur 6,8 l/m³. Zur Ansäuerung muss die Gülle bzw. der Gärrest stark aufgerührt werden, was jedoch zu keinem messbaren Ammoniakverlust führte.

Bei Ansäuerung mit Schwefelsäure werden hohe Schwefelmengen der Gülle bzw. dem Gärrest zugeführt, sodass Schwefel im Vergleich zu anderen Nährstoffen im Überschuss vorliegt. Bei stickstofforientierter Düngung führte das zu erhöhtem Schwefelgehalt im Boden. Außer der unterschiedlichen Schwefelfracht wurden für die Ansäuerung mit Schwefelsäure und Essigsäure die gleichen Effekte auf den Boden beobachtet:

- die Düngung mit angesäuerter Gülle oder Gärrest hatte eine moderat pH-senkende Wirkung auf den Boden, in den Feldversuchen im Mittel von 0,07 pH-Einheiten;
- bei mehrfacher Gabe angesäuerter Dünger addierte sich die pH-Absenkung des Bodens nicht linear. Die pH-Wert-Absenkung des Bodens lag bei Gärresten gegenüber Gülle höher.

Nach „angesäuerter Düngung“ wurde die Phosphatfreisetzung leicht verstärkt, die Konzentration von pflanzenverfügbarem Phosphat-DL blieb dabei unverändert. Durch angesäuerte Düngung konnte im Phosphat-Elutionsversuch nach viermaliger angesäuerter Düngung keine vermehrte Auswaschung von Phosphat beobachtet werden. Im Sickerwasser von zwei verschiedenen Böden wurde keine vermehrte Auswaschung von Phosphat beobachtet, die Phosphatfreisetzungsrates und der Gesamtphosphor im Boden blieben unverändert.

Hinsichtlich des Stickstoffgehalts des Bodens nach angesäuerter Düngung war zu beobachten, dass der Gehalt an Ammoniumstickstoff 4 Wochen nach der Düngung höher lag als bei nicht angesäuerter Düngung. Dieser Unterschied war als Trend bis 5 Monate nach der Ausbringung nachweisbar. Die Umsetzung

des Ammoniums zu Nitrat verläuft nach Ansäuerung langsamer. Aus der Bilanzierung ergab sich, dass nicht nur die bessere N-Ausbringungseffizienz durch Ansäuerung die höheren Ammonium-N-Gehalte verursacht, sondern die Ansäuerung auch über mehrere Wochen hemmend auf die Nitrifizierung wirkt. Dieser für Laborversuche bereits publizierte Effekt der Ansäuerung als Nitrifikationsinhibitor wurde somit auch in den durchgeführten Feldversuchen nachgewiesen. Trotz dieser positiven Effekte auf den Boden konnte im Grünlandversuch kein Effekt auf den Ertrag nachgewiesen werden, was sehr wahrscheinlich auf eine Wachstumslimitierung durch Trockenheit in beiden Versuchsjahren zurückgeführt werden kann.

Bei der bakteriellen Aktivität im Boden, gemessen am biologischen Sauerstoffbedarf der Bodenproben, war ein leichter Trend zu verzögertem Abbau von organischer Substanz bei angesäuerter Düngung erkennbar, aber nicht signifikant. Die generelle Zusammensetzung des 16S-Mikrobioms blieb bei angesäuerter Düngung unverändert und es wurden nur wenige differenzielle Arten identifiziert.

Sowohl in der Biogasproduktion als auch bei der (nachfolgenden) Düngung ist der hohe Schwefelgehalt nach Schwefelsäureansäuerung von Gülle oder Gärrest ein (Haupt-)Problem des Einsatzes dieses Zusatzstoffes. In einem Pilotversuch zur inhomogenen Ansäuerung konnte gezeigt werden, dass sich mit geringerem Säureeinsatz für einige Tage ein stabiler Schaum auf offen gelagerten Wirtschaftsdüngern bildet, welcher theoretisch die Ammoniakemission vermindern sollte.

3 Zusammenfassung

Zusammenfassend hat das Teilprojekt 1 des Verbundvorhabens „Angesäuerte Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen und in der Gärrestedüngung – AcidDigSoil“ in weit gefächerten Fragestellungen zur Biogasproduktion und Gärrestverwertung gezeigt, dass:

- der Einsatz von Gülle in Biogasanlagen, welche durch den Zusatz von
 - Essigsäure,
 - Schwefelsäure,
 - Zucker oder Melasse (biologische Ansäuerung) angesäuert wird,
 - zwar technisch möglich, aber unter aktuellen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich ist.
- die Gärreste von angesäuerter Gülle die gleichen pH-Werte haben wie die von nicht angesäuerter Gülle, daher muss zur Emissionsminderung von Ammoniak bei der Ausbringung der Gärreste erneut angesäuert werden;
- für die Ansäuerung von Gärresten auf pH = 5,5 etwa 40 % mehr Säure nötig ist als für die Ansäuerung von Gülle;
- die Ansäuerung vor der Ausbringung von Wirtschaftsdüngern neben den in der Literatur beschriebenen Vorteilen z. B. zur deutlichen Minderung der Ammoniakemissionen:
 - zu einer Sulfatüberdüngung von bis zum 7-Fachen der Düngeempfehlung bei Ansäuerung auf einen pH-Wert von 5,5 führt;
 - eine moderate tendenzielle Bodenversauerung in den Feldversuchen von im Mittel 0,07 pH-Einheiten je Ausbringung zur Folge hat;
 - den Phosphathaushalt nur minimal verändert;
 - eine verbesserte Versorgung mit Ammonium, auch noch 4 Wochen nach der Ausbringung, im Trend bis 5 Monate nach der Ausbringung nachweisbar ist;
 - keine negativen Auswirkungen, z. B. auf das Bodenmikrobiom, hat.

Die wesentliche Herausforderung bei der Ansäuerung mit Schwefelsäure stellt der damit verbundene Überschuss an Sulfat dar. In Zukunft sollten daher Methoden/Technologien entwickelt werden, die eine Reduktion des Säurebedarfs ermöglichen würden.

Förderhinweis (FKZ: 2220NR053A)

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Verfahren zur gezielten Minderung von THG-Emissionen bei der Gülle- und Gärrestlagerung durch den Einsatz von Kalkstickstoff

CHRISTIANE HERRMANN, JULIANE HAHN, SIMON OKIOBE, ANNETTE PROCHNOW, DOMINIK REITER, KATHARINA SCHULZ, SOPHIE SCHUSTER-HANKEL, SUSANNE THEUERL, STEFAN WINKLER

1 Einleitung

Der Sektor Landwirtschaft trägt maßgeblich zur Emission klimarelevanter Gase, insbesondere von Methan und Lachgas, bei. So wurden nach Angaben des Umweltbundesamtes im Jahr 2024 76,0 % der gesamten Methanemissionen und 77,3 % der gesamten Lachgasemissionen in Deutschland durch den Landwirtschaftssektor emittiert (UBA 2025). Die bedeutendsten Quellen sind die Methanemissionen aus der Tierhaltung – vor allem durch enterische Fermentation sowie durch Management und Lagerung von Wirtschaftsdüngern – und Lachgasemissionen durch mineralische und organische Düngung landwirtschaftlich genutzter Böden.

Emissionen, die während des Wirtschaftsdüngermanagements und der -lagerung auftreten, führen gleichzeitig zu Verlusten an Nährstoffen, die folglich nicht für die Rückführung als Dünger auf das Feld oder für die Biogasproduktion zur Verfügung stehen. Flüssig- und Festmiste aus der Tierhaltung zählen zu den wichtigsten Einsatzstoffen für die Biogasproduktion. Häufig werden diese Einsatzstoffe direkt nach der Entmistung aus dem Stall der Biogasanlage zugeführt. Durch die gezielte Nutzung von Gülle und Festmist für die Methanproduktion in der Biogasanlage weist die anaerobe Vergärung ein erhebliches Potenzial als Managementmaßnahme zur Reduzierung von Treibhausgas-Emissionen auf (Symeon et al. 2025). In Deutschland etablierte Entmistungssysteme sind jedoch vielfältig, wobei absätzige Entmistungssysteme auch längere Lagerzeiten im Stall vor Zufuhr in die Biogasanlage bedingen können. Zudem kann auch aus logistischen Gründen eine Zwischenlagerung von Wirtschaftsdüngern vor Einbringung in die Biogasanlage notwendig sein (Herrmann et al. 2023). Kohlenstoffverluste während der Güllelagerung führen dann zu einer Reduzierung des Methanbildungspotenzials und können, abhängig von den Lagerbedingungen, die Effizienz der Substratnutzung erheblich mindern (Herrmann et al. 2023, Hilgert et al. 2023).

Zur Vermeidung von klimarelevanten Emissionen bei Gülle- und Gärrestmanagement und -lagerung sind unterschiedliche Maßnahmen bekannt, jedoch bisher in der Praxis nur teilweise umgesetzt. Der Zusatz von Additiven stellt dabei eine einfache Maßnahme dar, die keine baulichen Änderungen des Entmistung- oder Lagersystems notwendig macht. Die Anwendung von Additiven ist in der Regel geeignet für verschiedene Managementsysteme und ist auch im Güllekeller, in Lagergruben, im Außenlager und bei notwendiger Zwischenlagerung vor Zufuhr in die Biogasanlage einsetzbar (Ambrose et al. 2023).

Im Rahmen des Forschungsprojektes „EMERGE“ wurde der Einsatz von Kalkstickstoff als neuartiges Additiv für die Güllelagerung untersucht. Kalkstickstoff wird seit vielen Jahren als Dünger in der Landwirtschaft und im Gartenbau eingesetzt. Im Boden wird Kalkstickstoff (CaCN_2) zunächst in Calciumhydrat und Cyanamid umgesetzt. Cyanamid wird auch als Wirkstoff mit hemmender Wirkung auf die an dem Abbau der Wirtschaftsdünger bei der Lagerung beteiligten Mikroorganismen angesehen. Das Cyanamid ist jedoch nicht stabil und wird weiter bis zu Ammonium (NH_4^+) umgewandelt. Dicyandiamid, das ebenfalls während des Abbaus von Cyanamid gebildet wird, ist ein starker Nitrifikationsinhibitor, der die Umsetzung von NH_4^+ über Nitrit zu Nitrat hemmt. Folglich verbleibt das besser pflanzenverwertbare NH_4^+ länger im

Boden, während zeitgleich eine Nitratauswaschung sowie Lachgasemissionen vermieden werden. Daher kann Kalkstickstoff als Additiv sowohl Treibhausgas-Emissionen während der Wirtschaftsdüngerlagerung als auch die Emissionen nach Ausbringung behandelter Wirtschaftsdünger im Feld reduzieren.

Ziel des Projektes „EMERGE“ war eine Betrachtung der Wirkung des Kalkstickstoffzusatzes über die gesamte Prozesskette von der Güllelagerung, der Nutzung behandelter Gülle als Einsatzstoff für die Biogasproduktion bis zur Ausbringung im Feld. Mit Fokus auf die Minderung von Methanemissionen wurden Effekte des Kalkstickstoffzusatzes bei der Güllelagerung in Abhängigkeit unterschiedlicher Lagerbedingungen detailliert untersucht. Zur Aufklärung der Wirkweise des Additivs auf das Mikrobiom erfolgten ergänzend Analysen zur Dynamik der mikrobiellen Gemeinschaften in Folge der Anwendung des Additivs während der Wirtschaftsdüngerlagerung und der Ausbringung im Feld.

2 Methodik und Ergebnisse

2.1 Minderung von Methanemissionen bei der Wirtschaftsdüngerlagerung

Zur Ermittlung der Wirkung des Kalkstickstoffzusatzes bei der Wirtschaftsdüngerlagerung wurden zunächst grundlegende Untersuchungen unter Variation der Dosierung des Additivs bei unterschiedlichen Wirtschaftsdüngern und Lagerbedingungen durchgeführt. Die Untersuchungen erfolgten in statischen Lagerungsversuchen im Labormaßstab (2 Liter) über eine Lagerdauer von 140 Tagen, wobei das Additiv einmalig zu Beginn der Lagerung mit Zielkonzentrationen der Freisetzung von Cyanamid (Cy) von 100 bis 400 mg/kg zugegeben wurde. Die Lagertemperatur wurde in Kühlinkubatoren über die gesamte Lagerdauer bei 5 °C, 15 °C und 25 °C konstant gehalten, alle Varianten wurden in dreifacher Wiederholung geprüft.

Durch den Zusatz des Kalkstickstoffs wurde bei allen untersuchten Wirtschaftsdüngern eine signifikante Reduzierung der Methan- und CO₂-Freisetzung im Vergleich zur unbehandelten Lagerung nachgewiesen. Die Effektivität und Dauer der Hemmwirkung war abhängig von der Art des gelagerten Wirtschaftsdüngers, der Lagertemperatur und Zusatzkonzentration. Abbildung 1 zeigt den Verlauf der Methanfreisetzung am Beispiel von Milchviehgülle, Mastschweinegülle und Gärrest einer Biogasanlage für ausgewählte Zusatzkonzentrationen bei hoher und mittlerer Lagertemperatur. Allgemein wurde mit niedrigerer Lagertemperatur und steigenden Zusatzkonzentrationen eine stärkere und längerfristige Emissionsminderung erreicht. Die Ergebnisse zeigen, dass die Hemmung der Gasfreisetzung bei der Wirtschaftsdüngerlagerung durch den Kalkstickstoffzusatz reversibel ist. Vor allem bei der hohen Lagertemperatur von 25 °C wurde ein zeitlich versetztes Wiedereinsetzen der Emissionen mit ähnlichem Verlauf wie bei der Lagerung ohne Zusatz beobachtet (Abb. 1). Über die gesamte Lagerdauer von 140 Tagen wurde bei Zusatzkonzentrationen von 400 mg Cy/kg eine Reduzierung der Methanemissionen um 53–100 % erzielt. Bei 5 °C und 15 °C Lagerungstemperatur waren Zusatzkonzentrationen von 200 mg Cy/kg ausreichend, um die Methanemissionen um 87–100 % zu mindern. Die stärksten Minderungseffekte waren bei Rindergülle zu verzeichnen. Methan- und CO₂-Emissionen bei der Lagerung von Gärresten waren deutlich geringer als die Emissionen bei der Lagerung von Rinder- und Schweinegülle, Minderungseffekte durch den Kalkstickstoffzusatz waren dabei weniger stark ausgeprägt. Für eine effektive Reduzierung der Methanfreisetzung bei der Gärrestlagerung sind höhere Zugabekonzentrationen des Kalkstickstoffs (400 mg Cy/kg) zu empfehlen.

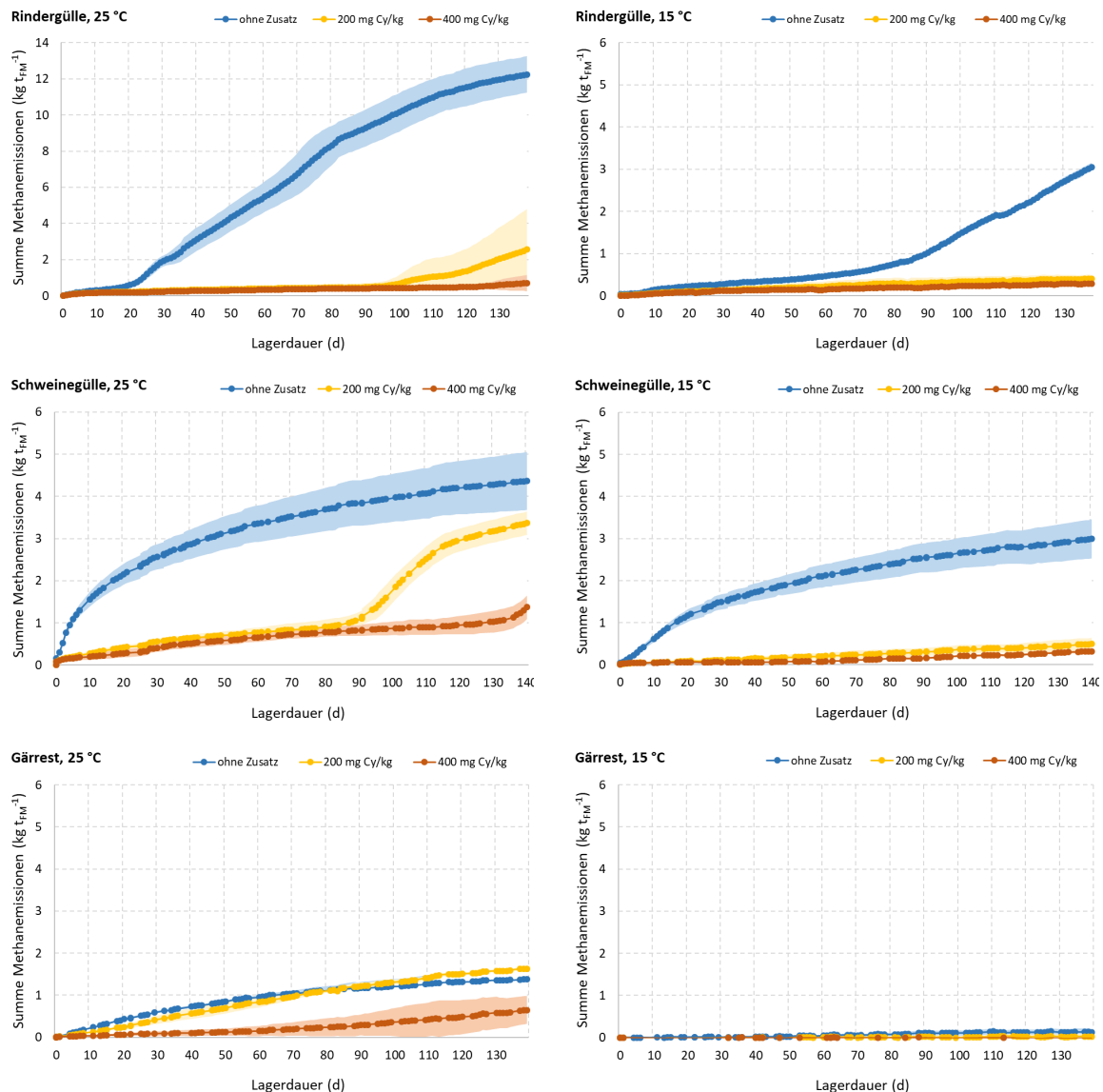


Abb. 1: Verlauf der Methanfreisetzung bei der Lagerung von Rindergülle, Schweinegülle und Gärrest bei 25 °C und 15 °C ohne Zusatz (blau) und mit Zusatz von Kalkstickstoff mit Zielkonzentrationen von 200 (gelb) bzw. 400 mg Cyanamid (Cy)/kg Wirtschaftsdünger (rot) (© C. Herrmann)

2.2 Emissionsminderung bei Simulation praxisnaher Lagerbedingungen

Die emissionsmindernde Wirkung des Kalkstickstoffs konnte auf einen größeren Maßstab übertragen und unter praxisnahen Lagerungsbedingungen geprüft und bestätigt werden. Hierfür wurden im Rahmen des Projektes „EMERGE“ Lagerungsversuche im 1-m³-Maßstab mit Rindergülle durchgeführt, wobei der Temperaturverlauf in der Gülle bei einer Winterlagerung sowie einer Lagerung im Güllekeller simuliert wurde. Neben einer einmaligen Befüllung wurde auch eine quasi-kontinuierliche Befüllung des Güllelagers unter dreimaliger Zugabe von frischer Rindergülle pro Woche geprüft. Die Lagerbehälter wurden kontrolliert mit

einem Luftstrom von 12 l/h überströmt, der Zusatz des Kalkstickstoffs erfolgte zu Beginn der Lagerung und die Wirkung wurde jeweils über eine Lagerdauer von 180 Tagen bewertet.

Sowohl bei der Winterlagerung als auch bei der Kellerlagerung mit quasi-kontinuierlicher Befüllung konnten durch den Zusatz von Kalkstickstoff die Emissionen der Treibhausgase CH₄ (um 62 bis 80 % über 180 Tage), CO₂ (um 21 % über 180 Tage) und N₂O (um 26 bis 43 % über 180 Tage) deutlich reduziert werden. Analog dazu wurde auch die Freisetzung von H₂S gemindert. Damit wurden die Treibhausgas-Emissionen insgesamt bei der Winterlagerung von 82 kg CO₂-eq. auf 36 kg CO₂-eq. je t Rindergülle gesenkt, bei der Kellerlagerung sogar von 186 kg auf 61 kg CO₂-eq./t. Die Ammoniakemissionen wurden während der Lagerzeit leicht erhöht, lagen jedoch mit 1,2 g (Winter- und Kellerlagerung, mit Kalkstickstoff behandelt) je t Rindergülle auf einem niedrigen Niveau.

2.3 Beeinflussung der mikrobiologischen Gemeinschaften durch Kalkstickstoff

Im Rahmen des Projektes wurde weiterhin die Reaktion der mikrobiellen Gemeinschaften auf die Zugabe von Kalkstickstoff während der Wirtschaftsdüngerlagerung sowie im Pflanzenbau untersucht. Die Erfassung der Mikrobiomstruktur auf taxonomischer Ebene erfolgte mittels Sequenzierung des Gens der 16S rRNA über die Sequenzier-Plattform von Illumina und Oxford Nanopore für Analysen auf Gattungs- bzw. Artebene. Es zeigt sich, dass sich das Mikrobiom der Wirtschaftsdünger signifikant voneinander unterscheidet. Der Einfluss des Kalkstickstoffs in den verschiedenen zugesetzten Konzentrationen ist abhängig vom jeweiligen Wirtschaftsdünger und der Lagerungstemperatur. Ergänzend zur taxonomischen Profilierung wurden mittels qPCR des 16S rRNA-Gens die Anteile von Bakterien, Archaeen und methanogenen Gruppen von Archaeen quantifiziert. Diese Analysen zeigten, dass bei Dosierungen über 100 mg Cy/kg die quantitativen Anteile von Archaeen und Bakterien deutlich reduziert wurden. Im Fall der Reaktivierung der Methanfreisetzung während der Lagerung nahmen die Anteile von Archaeen und Bakterien wieder zu und überstiegen teilweise die Werte der Kontrolle ohne Additiv. Die Auswirkungen auf einzelne methanogene Gruppen war unterschiedlich. Unter den wichtigsten Archaeenfamilien wurden die größten Auswirkungen bei den Acetat verstoffwechselnden *Methanosaetaceae* mit einer dauerhaften Hemmung über die Lagerungsdauer festgestellt (Abb. 2).

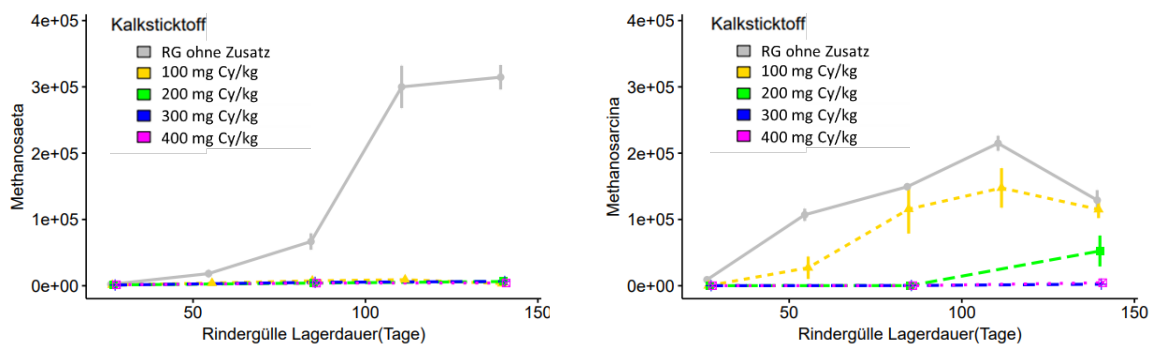


Abb. 2: Entwicklung quantitativer Anteile (Kopienzahlen des 16S rRNA-Gens/g Rindergülle) methanogener Archaeen am Beispiel von *Methanosaeta* (links) und *Methanosarcina* (rechts) bei der Lagerung von Rindergülle ohne und mit Kalkstickstoffzusatz (© S. Okiobe)

2.4 Einfluss des Zusatzes auf die Biogasproduktion

Bezüglich eines Einsatzes von mit Kalkstickstoff gelagerten Gülle für die Biogasproduktion wurde geprüft, inwiefern (1) das Methanbildungspotenzial der Gülle bei der Lagerung erhalten und damit gegenüber unbehandelter Gülle erhöht werden kann und (2) welches Risiko einer negativen Beeinflussung des Biogasprozesses durch die Hemmwirkung des Cyanamids auf methanogene Archaeen besteht. Lange Lagerzeiten von 140 Tagen hatten bei Rinder- und Schweinegülle einer deutlichen Abnahme des Methanbildungspotenzials durch Emissionsverluste zur Folge. Dabei sanken die Methanausbeuten unter Berücksichtigung von Masseverlusten bei der Lagerung vor allem bei hohen Lagertemperaturen um bis zu 70 %. Durch Zusatz des Kalkstickstoffs konnte das Methanbildungspotenzial – sofern keine Reaktivierung der Emissionsbildung bei der Lagerung erfolgte – nahezu vollständig erhalten werden. Lediglich bei niedrigen Lagertemperaturen von 5 °C war kein deutlicher Effekt der Lagerung oder des Additivs auf die Methanausbeuten im Batch-Gärtest nachzuweisen.

Untersuchungen im Batch-Gärtest zeigten weiterhin, dass bei sehr kurzen Lagerzeiten von 7 Tagen bei niedrigen Lagertemperaturen (5 °C) und hohen Kalkstickstoffzusätzen eine vorübergehende Hemmung bzw. Verzögerung der Methanbildung in der Biogasanlage auftreten kann (Abb. 3). Der Zusatz von Kalkstickstoff mit Dosierungen von 300 bzw. 400 mg Cy/kg führte unter diesen Lagerbedingungen zu einer um 7 bis 17 % geringeren Methanausbeute bei Schweinegülle gegenüber der Variante ohne Zusatz. Bereits bei einer etwas längeren Lagerzeit von 14 Tagen, bei geringerer Dosierung des Kalkstickstoffs bzw. höheren Lagertemperaturen war die Hemmwirkung im Gärprozess nicht mehr gegeben. Die 14-tägige Lagerung der Schweinegülle bei hoher Lagertemperatur (25 °C) bewirkte jedoch bereits eine Verringerung des Methanbildungspotenzials von Schweinegülle aufgrund von Lagerverlusten.

Auch im kontinuierlichen Gärprozess konnte eine störungsfreie Vergärung von mit Kalkstickstoff gelagerten Gülle nach 14 Tagen Lagerdauer bestätigt werden.

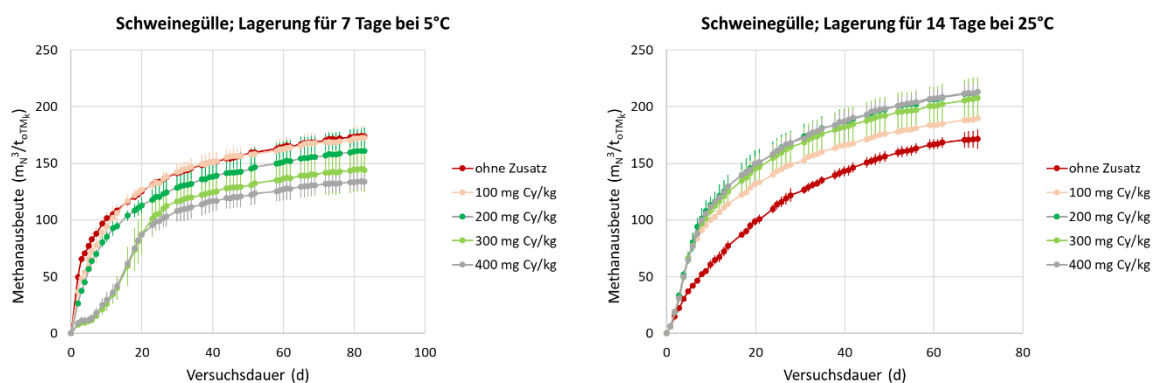


Abb. 3: Einfluss des Kalkstickstoffzusatzes bei 7-tägiger Lagerung von Schweinegülle bei 5 °C (links) und 14-tägiger Lagerung bei 25 °C (rechts) auf die Methanbildung im Batch-Gärtest (© C. Herrmann)

2.5 Bodenbürtige Lachgasemissionen im Feld

Neben den Untersuchungen zur Emissionsminderung bei der Wirtschaftsdüngerlagerung wurden Effekte von mit Kalkstickstoff gelagerter Gülle auf bodenbürtige Treibhausgas-Emissionen im Feld ermittelt. Hierfür wurde ein Parzellenversuch auf sandigem Boden im vollständig randomisierten Blockdesign mit vier Wiederholungen je Variante angelegt. Es erfolgte in zweimaliger Folge der Anbau von Grünschnittroggen und Mais.

Während im Grünschnittroggen keine signifikanten Unterschiede der kumulierten Lachgasemissionen zwischen den Düngevarianten nachgewiesen werden konnten, zeigten sich im Mais klare Unterschiede zwischen den verschiedenen Behandlungen im saisonalen Verlauf der Lachgasflüsse (Abb. 4, Maissaison 2024). Dabei wurde das Maximum der Lachgasflüsse bei Düngung mit unbehandelter Rindergülle zu einem deutlich früheren Zeitpunkt als bei Düngung mit der mit Kalkstickstoff gelagerter Rindergülle erreicht. Des Weiteren waren trotz gleicher Stickstoffmengen bei der Düngung die Spitzenwerte der Lachgasflüsse bei den Parzellen, die mit unbehandelter Rindergülle gedüngt wurden, um ein Vielfaches höher als die Maximalwerte bei den Parzellen, die mit Kalkstickstoff oder Dicyandiamid behandelter Gülle oder mit mineralischem Kalkstickstoff gedüngt wurden. Damit konnte gezeigt werden, dass der Zusatz von Kalkstickstoff bei der Wirtschaftsdüngerlagerung über die Lagerung hinaus auch bei der Ausbringung als Dünger im Feld zur Minderung von Treibhausgas-Emissionen beiträgt.

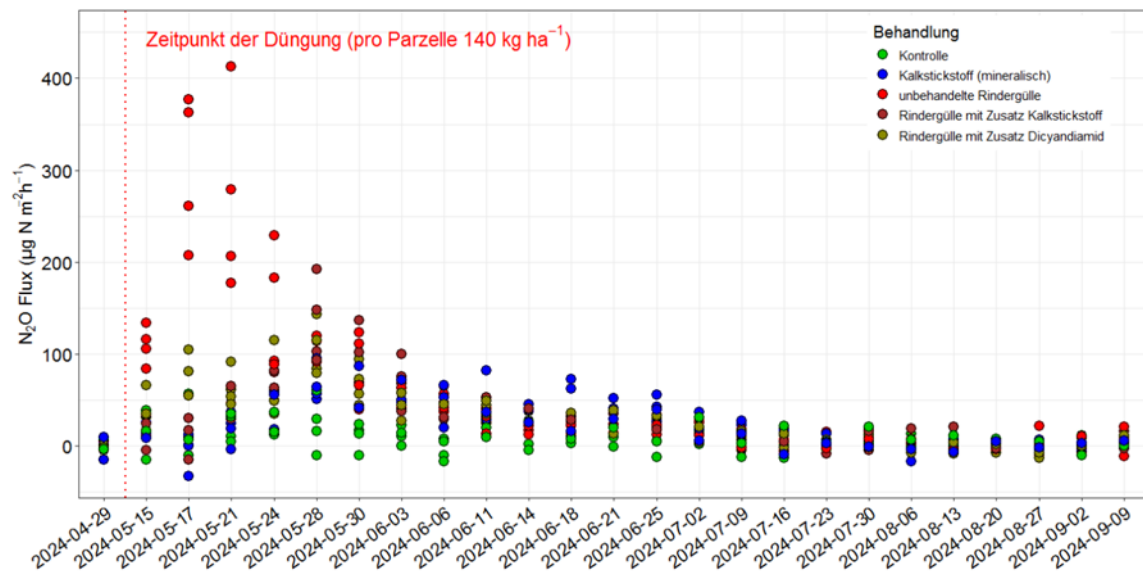


Abb. 4: Saisonaler Verlauf der Lachgasflüsse in der Maissaison 2024 bei unterschiedlichen Düngevarianten
(© K. Schulz)

3 Fazit

Die Nutzung von Kalkstickstoff als Additiv bei der Wirtschaftsdüngerlagerung stellt eine in der Praxis einfach umsetzbare und vielversprechende Option zur Reduzierung von Treibhausgas-Emissionen während des Güllemanagements dar. Dabei konnten unter praxisnahen Lagerbedingungen bereits bei einmaliger Zugabe des Additivs vor allem Methan- und Lachgasemissionen als wesentliche klimarelevante Emissionen im Wirtschaftsdüngermanagement über lange Lagerzeiten bis zu 6 Monaten effektiv reduziert werden. Die Behandlung von Rindergülle bewirkte zudem über die Lagerung hinaus auch nach Ausbringung als organischer Dünger im Feld eine Minderung von bodenbürtigen Lachgasemissionen. Bei einer notwendigen Lagerung des Wirtschaftsdüngers vor Nutzung für die Biogasproduktion ab 14 Tagen werden durch Kalkstickstoffzusatz Verluste des Methanbildungspotenzials vermieden, dadurch wird die Verwertung von Gülle in der Biogasanlage verbessert. Basierend auf den im Rahmen des Projektes „EMERGE“ gewonnenen umfangreichen Daten können Empfehlungen zum gezielten Einsatz des Kalkstickstoffs in Abhängigkeit von Lagerbedingungen und der weiteren Nutzung verschiedener Wirtschaftsdünger abgeleitet werden.

Literatur

- Ambrose, H. W.; Dalby, F. R.; Feilberg, A.; Kofoed, M. V. W. (2023): Additives and methods for the mitigation of methane emission from stored liquid manure. *Biosystems Engineering* 229, pp. 209–245, <https://doi.org/10.1016/j.biosystemseng.2023.03.015>
- Herrmann, C.; Hilgert, J. E.; Theuerl, S.; Amon, B. (2023): Biogas aus Gülle – Gaserträge in Abhängigkeit von Wirtschaftsdüngermanagement und -lagerung. In: *Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven*. Hg. KTBL, Darmstadt, S. 65–72
- Hilgert, J. E.; Herrmann, C.; Petersen, S. O.; Dragoni, F.; Amon, T.; Belik, V.; Ammon, C.; Amon, B. (2023): Assessment of the biochemical methane potential of in-house and outdoor stored pig and dairy cow manure by evaluating chemical composition and storage conditions. *Waste Management* 168, pp. 14–24, <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2023.05.031>
- Symeon, G. K.; Akamati, K.; Dots, V.; Karatosidi, D.; Bizelis, I.; Laliotis, G. P. (2025): Manure Management as a Potential Mitigation Tool to Eliminate Greenhouse Gas Emissions in Livestock Systems. *Sustainability* 17(2), 586, <https://doi.org/10.3390/su17020586>
- UBA (2025): Beitrag der Landwirtschaft zu den Treibhausgas-Emissionen. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/land-forstwirtschaft/beitrag-der-landwirtschaft-zu-den-treibhausgas#treibhausgas-emissionen-aus-der-landwirtschaft>, Zugriff am 12.05.2025

Danksagung und Förderhinweis

Als Projektverbund des Leibniz-Instituts für Agrartechnik und Bioökonomie e.V. (ATB) und der Alzchem Trostberg GmbH danken wir für die Förderung des Verbundvorhabens „EMERGE“ durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FKZ 2220WD016A und B).

Einfluss verschiedener Lagerungssysteme und -bedingungen auf die THG-Emissionen von Gülle und Gärresten

ACHIM LOEWEN, MEIKE WALZ, MARIE WARNECKE, BETTINA SAYDER, HANS-JÜRGEN KÖRNER

1 Einleitung

Im Rahmen eines dreijährigen Verbundprojekts, gefördert durch das Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat, wird am Fachgebiet Nachhaltige Energie- und Umwelttechnik NEUTec der HAWK Hochschule für angewandte Wissenschaft und Kunst in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT der Einfluss von unterschiedlichen Lagerungssystemen und Lagerungsbedingungen bei Wirtschaftsdüngern und Gärresten auf die Emissionen von Methan und weiteren treibhausrelevanten Gasen untersucht.

Ziel des Projekts ist die Analyse und Bewertung des Einflusses einer Vergärung von Wirtschaftsdüngern auf die Emissionen und die Ermittlung der Treibhausgasemissionen bei unterschiedlichen Lagerungsbedingungen von Wirtschaftsdüngern und Gärresten. Dafür wurden im Projekt unterschiedliche Güllelager und Biogasanlagen zu verschiedenen Zeitpunkten beprobt und Lagerungssituation vor Ort charakterisiert. Mit den Gülleproben und den Proben aus den Gärrestlagern wurden Gärtests zur Erfassung des Biogas- und Methanbildungspotenzials sowie der Restgasemissionen bei Umgebungstemperatur durchgeführt.

Auf Basis der Ergebnisse können die Lagerung und die Prozessabläufe innerhalb der Prozessketten optimiert, Emissionen minimiert und aufgrund der verringerten Lagerverluste von organischem Material der Gasertrag von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen optimiert werden. Anhand der gewonnenen Ergebnisse und Messdaten wird zusätzlich eine Ökobilanz der untersuchten Lagerungsformen und potenzieller Emissionsminderungsmaßnahmen durchgeführt. In einer Handlungsempfehlung sollen die Ergebnisse zum emissionsarmen Umgang mit Wirtschaftsdüngern und Gärresten zusammengefasst und für die Aktualisierung des nationalen Treibhausgasinventars genutzt werden.

Das Projekt läuft bis zum 30.09.2025, sodass die Auswertungen zum Zeitpunkt des Verfassens dieses Beitrages noch nicht ganz abgeschlossen sind. Folgend werden beispielhaft einige Ergebnisse vorgestellt, umfassende Informationen können dann dem Abschlussbericht entnommen werden.

2 Beprobung von Anlagen und Anlagencharakterisierung

In dem Projekt wurden von den Projektpartnern zunächst Fragebögen und Probenahmeprotokolle entwickelt und dann unterschiedliche Tierhaltungsbetriebe mit hofeigener Biogasanlage mehrfach beprobt. Dabei wurden zu den jeweiligen Probenahmezeitpunkten alle anfallenden Wirtschaftsdünger frisch und gelagert sowie die Gärreste aus der Biogasanlage analysiert. Die Beprobungen fanden zwei- bis viermal an jedem Betrieb zu unterschiedlichen Witterungsbedingungen und Jahreszeiten statt, um Einflüsse wie z. B. die Umgebungstemperatur und die Lagerungsdauer auf das Emissionsverhalten der einzelnen Stoffströme untersuchen zu können.

Die Fragebögen (Abb. 1) wurden vorab an die Anlagenbetreiber geschickt. Ein Probenahmeprotokoll ist beispielhaft in Abbildung 2 dargestellt, wobei allerdings aus Datenschutzgründen die konkreten Angaben geschwärzt wurden.

Fragebogen Biogasanlage Gäremissionen



Biogasanlage: _____ Datum: _____

Ansprechpartner: _____ erfasst durch: _____

Tierhaltung Art	Anzahl	Fütterung

Biogasanlage	Bezeichnung Behälter		
Substrate	Fermenter 1	Fermenter 2	Nachgärer
Maissilage			
Grassilage			
GPS			
Zuckerrübe			
Gülle			
Mist (R/S)			
Parameter	Fermenter 1	Fermenter 2	Nachgärer
Behältergröße [m³]			
Raumbelastung [kg _{TS} /m³*d]			
Verweilzeit [Tage]			
Tägl. Biogasbildung [m³/L]			
Tägl. Methanbildung [m³/L]			
Erzeugte Strommenge [kWh]			
Inst. el. Leistung [kW]			
Sonstige Nutzung Biogas (Abwärme, Aufbereitung)			

Weitere Bemerkungen/Beobachtungen (wie z.B. Prozessstörungen, Auffälligkeiten, geänderte Fütterung usw.). Falls die Fermentertechnik von einem volldurchmischten kontinuierlich gerührten Fermenter abweicht, bitte auch hier vermerken.

M.Eng. Meike Walz, HAWK, Fachgebiet NEUTec, Rudolf-Diesel-Str. 12, 37075 Göttingen, meike.walz@hawk.de, 0551/5032-270

Dr.-Ing. Lukas Rüller, Fraunhofer UMSICHT, Osterfelder Str.3, 46047 Oberhausen, lukas.rueller@umsicht.fraunhofer.de,

0208/8598-1553

Abb. 1: Fragebogen (© HAWK)

Bezeichnung/Probenahme		Anlage 02.1	Anlage 02.2	Anlage 02.3	Anlage 02.4
Tierhaltung	Anzahl	Aus Datenschutzgründen geschwärzt			
Milchkühe	Anzahl				
Jungrinder/kälber	Anzahl				
Schwein Aufzucht	Anzahl				
Schwein Mast	Anzahl				
Behälter		Aus Datenschutzgründen geschwärzt			
Fermentergröße	m ³				
Nachgärergröße	m ³				
Gärrestlager	m ³				
Inst Leistung BHKW	kW				
Lager Wirtschaftsdünger		Aus Datenschutzgründen geschwärzt			
Güllelager 1	m ³				
Güllelager 2	m ³				
Güllelager 3	m ³				
Probenahmen				Mistbeprobung	Mistbeprobung
Datum		15.02.2023	08.08.2023	14.09.2023	23.01.2024
Wetter		nebelig, bedeckt	bedeckt, Nieselregen	sonnig	klar, kein Regen
Umgebungstemp		1	14	14	5
Uhrzeit Start		11:10:00	11:30:00	11:00:00	10:30:00
Jahreszeit		Winter	Sommer	Herbst	Winter
Proben					
erfasste Proben		Rindergülle Stall	Rindergülle Stall	Rindermist I	Rindermist IV
		Rindergülle Vorgrube	Rindergülle Stall	Rindermist II	Rindermist V
		Gärrest	Gärrest	Rindermist III	

Abb. 2: Probenahmeprotokoll einer Beispielanlage (© HAWK)

3 Durchführung von Gärtests zur Bestimmung von Methanbildungspotenzial und Restgasemission

3.1 Methodik

Mithilfe von Gasertrags- und Restgasertragstest wurden die Methanbildungspotenziale (MBP) für Wirtschaftsdünger und die Restmethanemissionen (RBE) für Gärreste bestimmt.

Die Bestimmung des Methanbildungspotenzials erfolgte anhand von Batchversuchen in Dreifachwiederholung gemäß VDI-Richtlinie 4630 bei 37 °C in 30-L-PET-Fässern mit einem Nutzvolumen von 20 L. Für den Ansatz der Batchversuche wurden die PET-Fässer mit einem Inokulum und der entsprechenden Menge Substrat befüllt. Als Inokulum wurde die flüssige Fraktion eines separierten Gärrests aus einer landwirtschaftlichen Biogasanlage verwendet und mit Wasser auf einen TS von ca. 4 % verdünnt. Das gebildete Biogas wurde in Foliensäcken aufgefangen und das Volumen arbeitstäglich mithilfe eines Trommelgaszählers (Fa. Ritter) gemessen. Zur Bestimmung der Biogasqualität wurden die Parameter Methan (CH₄), Kohlendioxid (CO₂), Wasserstoff (H₂), Sauerstoff (O₂) und Schwefelwasserstoff (H₂S) mit einem Gasmessgerät (visit 03, Messtechnik Eheim GmbH) bestimmt. Zur Umrechnung des Biogases auf Normbedingungen (1.013 mbar, 273 K) wurden bei jeder Messung die Temperatur des Biogases und der Luftdruck erfasst. Außerdem wurde der Substratmix (SX) der jeweiligen Anlagen mit untersucht.

Die Restbiogas- und Restmethanemissionen (Emissionsparameter) wurden in Anlehnung an die VDI Richtlinie 4630 für die Substrate Wirtschaftsdünger und Gärreste ebenfalls in Dreifachbestimmung ermittelt. Um die Emissionen aus Gülle und Mist mit den Emissionen aus den Gärresten vergleichen zu können, wurden alle Proben in 15-L-Kanistern (Flüssigproben) oder gasdichten Eimern (feste Proben) über 60 Tage in einer Klimakammer bei 20 °C gelagert.

Zusätzlich wurden die Gülle- und Gärrestproben hinsichtlich ihrer Eigenschaften für die Lagerung und die Vergärung in einer Biogasanlage charakterisiert und auf relevante Parameter wie pH-Wert, Trockensubstanz (TS), organische Trockensubstanz (oTS) und Ammonium-Stickstoff (NH₄-N) untersucht. Die Trockensubstanz der Proben wurde durch Trocknen bei einer Temperatur von 105 °C und Wägung der Gewichts Differenz zwischen frischer und getrockneter Probe bestimmt. Die Bestimmung wurde auf Basis der Norm DIN 11465 durchgeführt. Der Gehalt an organischer Substanz der Proben wurde durch Glühen bei 550 °C bestimmt. Die Analyse erfolgte nach DIN EN ISO 18122 als 2-fach Bestimmung. Der Ammonium-Stickstoff (NH₄-N) wurde über Wasserdampfdestillation und anschließende Titration mit dem VAPO-DEST 500C der Firma Gerhardt bestimmt. Der pH-Wert wurde mit einer Glaselektrode direkt in den Proben bestimmt.

3.2 Ergebnisse

Anhand der Begleitanalytik wurden alle Wirtschaftsdünger- und Gärrestproben charakterisiert. In Tabelle 1 sind die Mittelwerte für die Parameter pH-Wert, Ammonium-Stickstoff (NH₄-N), Trockensubstanz (TS) und organische Trockensubstanz (oTS) dargestellt.

Tab. 1: Mittel TS-, oTS-, pH- und NH₄-N Werte der untersuchten Gülle- und Gärrestproben

Parameter	Einheit	Rindergülle	Schweinegülle	Rindermist	Mist, gemischt	Gärrest
TS	% FS	8,5	4,8	24,0	38,8	6,5
oTS	%TS	74,2	71,7	82,2	77,1	68,6
NH ₄ -N	g/kg FS	1,1	2,5	0,9	4,4/21,0	2,1
pH	-	7,4	7,9	7,8	7,7	7,7

Die TS- und oTS- Werte von Schweinegülle liegen erwartungsgemäß im Mittel niedriger als die von Rindergülle und weisen mit 7,9 einen höheren pH-Wert auf (KTBL 2009; FNR 2010). Die gemischten Miste (1x Rinder-/Pferdemist, 1x Rinder-/Schweinemist) zeigen im Mittel die höchsten TS-Gehalte und beim Pferde-/Rindermist auch den höchsten Gehalt an Ammonium-Stickstoff mit 21,0 g/kg FS. Die mittlere organische Trockensubstanz der Gärreste liegt mit 68,6 % TS am niedrigsten.

Die im Projekt von der HAWK gemessenen Restmethanemissionen der Gärreste ($n = 8$) liegen bei den drei zweistufigen Biogasanlagen zwischen 0,1 und 0,9 LN CH₄/kg FM und bei einer einstufigen Biogasanlage zwischen 2,8 und 4,1 LN CH₄/kg FM (Abb. 5). Es wurden 14 Rindergülleproben untersucht, wobei die frischen Güllen ($n = 7$) aus dem Stall Methanbildungspotenziale zwischen 13,3 und 25,6 LN CH₄/kg FM aufwiesen. Die MBPs von Rindergüllen aus Vorgruben ($n = 7$) lagen zwischen 5,8 und 25,1 LN CH₄/kg und im Mittel niedriger als die MBPs von frischer Gülle (Abb. 3). Die Restmethanemissionen (RME) der Rindergüllen nach 60 Tagen lagen zwischen 0,49 und 5,2 LN CH₄/kg FM und im Mittel höher als die RME der Gärreste aus den zweistufigen Biogasanlagen. Auf einem landwirtschaftlichen Betrieb wurde Rindermist frisch aus dem Stall und mit einer Lagerungsdauer von 10 und 21 Tagen untersucht. Die Methanbildungspotenziale lagen bei 62,8 LN CH₄/kg FM (frisch), 24,0 LN CH₄/kg FM (10 Tage) und 21,7 LN CH₄/kg FM (21 Tage) (Abb. 6). In diesem Fall konnte eine deutliche Abnahme des MBP durch Lagerung beobachtet werden (Hilgert et al. 2023).

Anhand der gemessenen Daten wurde der Ausgärungsgrad der untersuchten Rindergüllen nach der anaeroben Vergärung rechnerisch ermittelt. Der Ausgärungsgrad der Proben aus zweistufigen Biogasanlagen ($n = 10$) lag zwischen 91,1 und 99,7 % und aus einstufigen Biogasanlagen ($n = 4$) mit Werten zwischen 63 und 81,1 % entsprechend niedriger.

Folgend werden einige Ergebnisse zusammenfassend grafisch dargestellt:

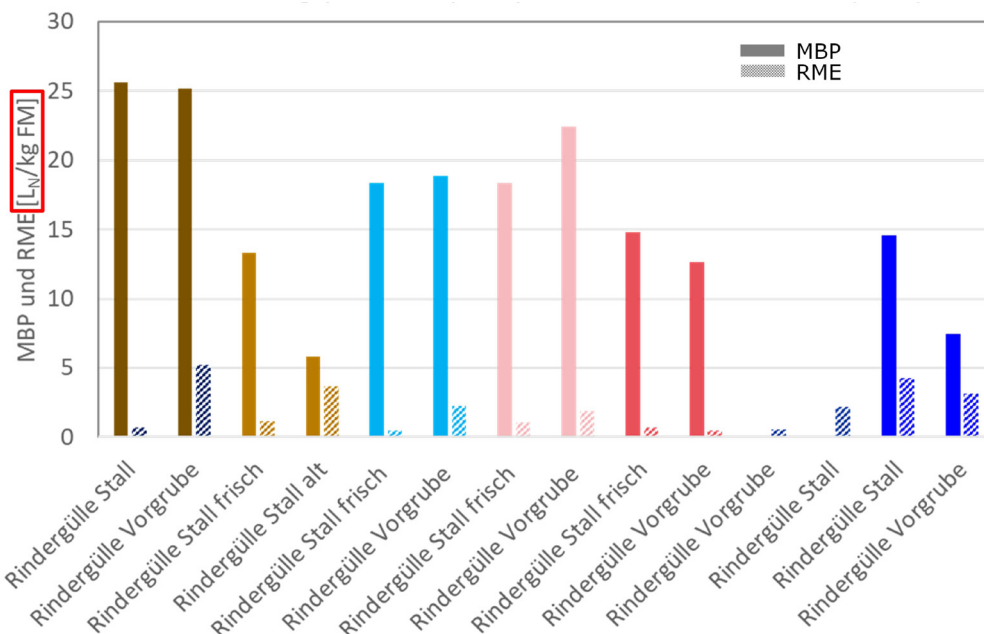


Abb. 3: Methanbildungspotenzial und Restmethanemissionen von Rindergülle bezogen auf 1 kg Frischmasse (© HAWK)

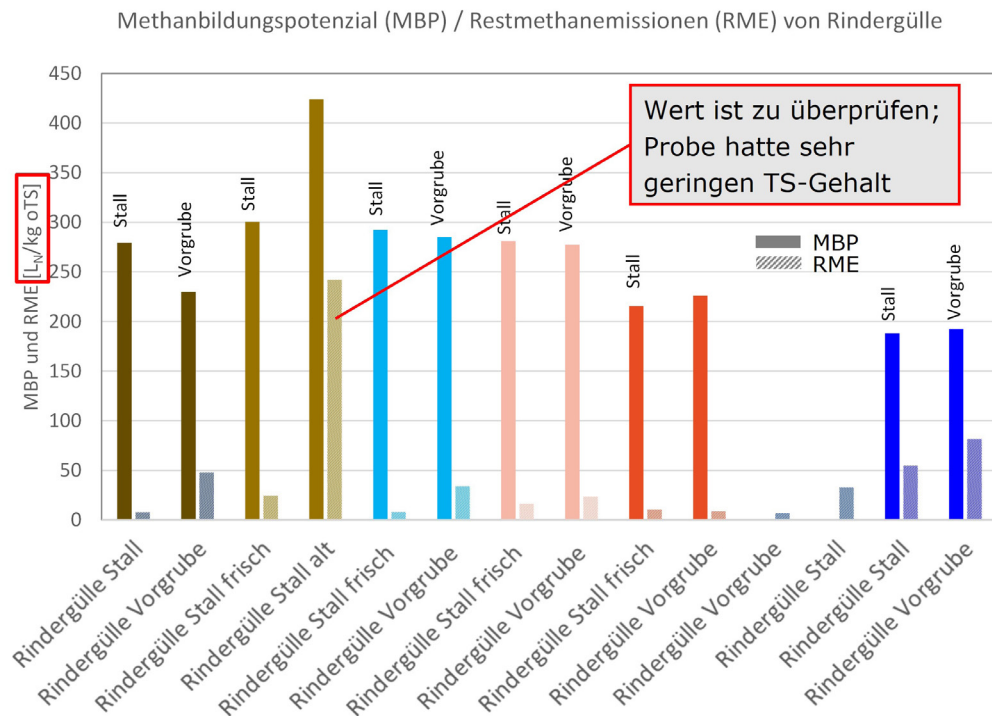


Abb. 4: Methanbildungspotenzial und Restmethanemissionen von Rindergülle bezogen auf 1 kg organische Trockensubstanz (© HAWK)

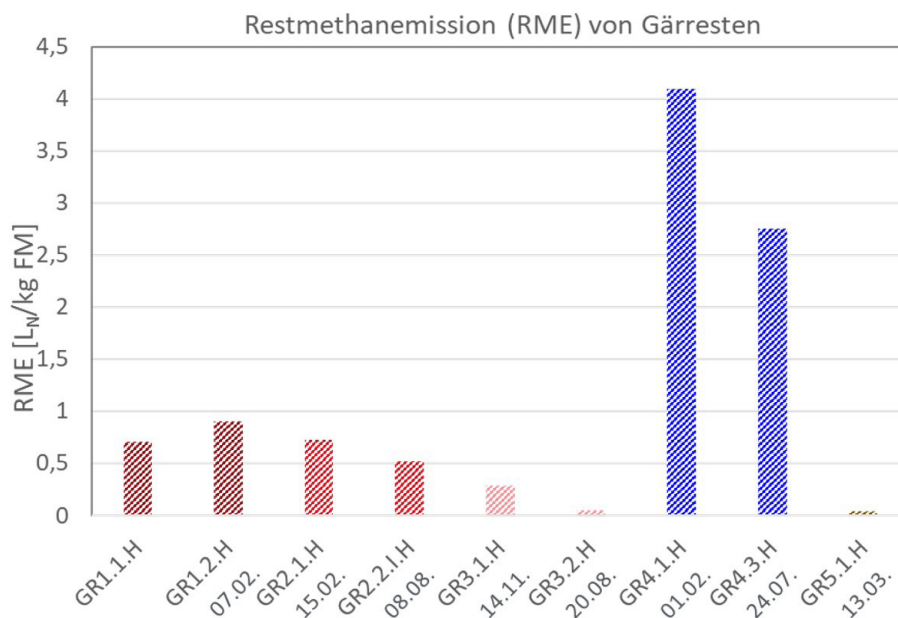


Abb. 5: Restmethanemissionen (RME) von Gärresten, bezogen auf 1 kg Frischmasse (© HAWK)

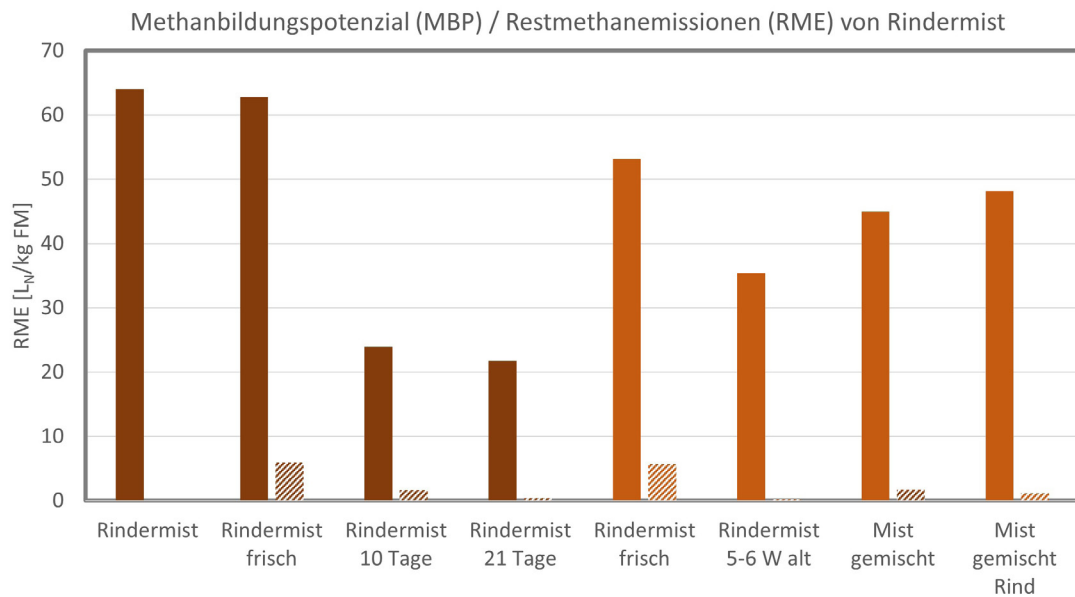


Abb. 6: Methanbildungspotenzial (MBP) und Restmethanemissionen (RME) von Rindermist mit unterschiedlicher Lagerungsdauer, bezogen auf 1 kg Frischmasse (© HAWK)

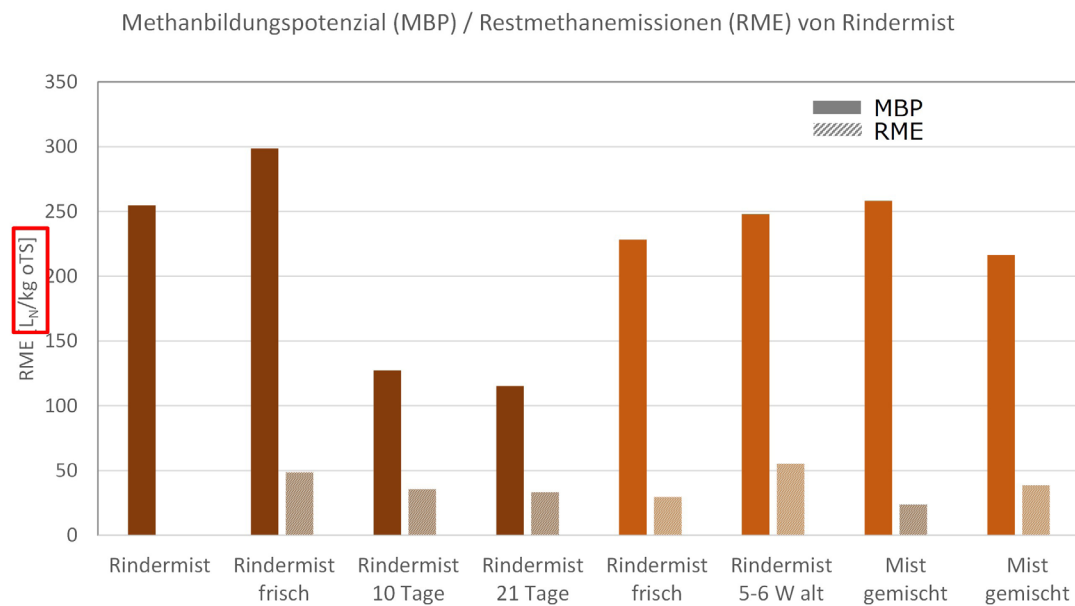


Abb. 7: Methanbildungspotenzial (MBP) und Restmethanemissionen (RME) von Rindermist mit unterschiedlicher Lagerungsdauer, bezogen auf 1 kg organische Trockensubstanz (© HAWK)

Bei den verschiedenen Probenahmen zeigt sich, dass sich die Entnahme homogener Proben trotz Aufrühren und Umpumpen oft schwierig gestaltete. Die Gülle wiesen große Unterschiede bezüglich TS-Gehalten auf, abhängig von Förderverfahren, Spülvorgängen oder Regenwassereinleitung.

Die Restmethanemissionen von älteren Gülleproben (aus der Vorgrube) waren oft höher als die frischer Proben direkt aus dem Stall. Bei frischer Gülle wird zu Beginn viel CO₂ gebildet. Die Methanbildung erfolgt verzögert und ist nach 60 Tagen meist noch nicht abgeschlossen. Bei älteren Gülle hat der Prozess der Säurebildung bereits begonnen. Die Methanbildung erfolgt schneller und ist nach 60 Tagen weitgehend abgeschlossen (Baral et al. 2018, Dalby et al. 2021).

4 Fazit

Ein abschließendes Fazit soll an dieser Stelle noch nicht gezogen werden, da die Auswertung aller Untersuchungsergebnisse noch nicht abgeschlossen ist. Hierzu wird auf den Projektabschlussbericht verwiesen. Insbesondere folgende Arbeiten erfolgen aktuell noch:

- Ableitung von Optimierungsmaßnahmen für die Lagerungsbedingungen und die Prozessabläufe aus den gewonnenen Ergebnissen
- Durchführung einer Ökobilanz der untersuchten Lagerungsformen und potenzieller Emissionsminderungsmaßnahmen anhand der gewonnenen Ergebnisse und Messdaten
- Zusammenfassung der Ergebnisse zum emissionsarmen Umgang mit Wirtschaftsdüngern und Gärresten in einer Handlungsempfehlung und Nutzung für die Aktualisierung des nationalen Treibhausgasinventars

Literatur

- Baral, K. R.; Jégo, G.; Amon, B.; Bol, R.; Chantigny, M. H.; Olesen, J. E.; Petersen, S. O. (2018): Greenhouse gas emissions during storage of manure and digestates: Key role of methane for prediction and mitigation. *Agricultural Systems* 166, pp. 26–35, <https://doi.org/10.1016/j.agsy.2018.07.009>
- Dalby, F. R.; Hafner, S. D.; Petersen, S. O.; VanderZaag, A. C.; Habtewold, J.; Dunfield, K.; Chantigny, M. H.; Sommer, S. G. (2021): Understanding methane emission from stored animal manure: A review to guide model development. *Journal of Environmental Quality* 50, pp. 817–835, <https://doi.org/10.1002/jeq2.20252>
- FNR (2010): Biogas Messprogramm II: 61 Biogasanlagen im Vergleich. Abschlussbericht erstellt durch das Johann Heinrich von Thünen-Institut (vTI) Institut für Agrartechnologie und Biosystemtechnik. Im Rahmen des FNR Projektes „Bundesmessprogramm zur Bewertung neuartiger Biomasse-Biogasanlagen“ (FKZ 22003405) 1. Auflage 2009, aktualisiert 2010
- Hilgert, J. E.; Herrmann, C.; Petersen, S. O.; Dragoni, F.; Amon, T.; Belik, V.; Ammon, C.; Amon, B. (2023): Assessment of the biochemical methane potential of in-house and outdoor stored pig and dairy cow manure by evaluating chemical composition and storage conditions. *Waste Management* 168, pp. 14–24, <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2023.05.031>
- KTBL (2009): Faustzahlen Biogas. Gasausbeute aus Substraten, Darmstadt, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.

Förderhinweis

Das Projekt Gäremission wird durch das Programm „Nachhaltige Erneuerbare Ressourcen“ des BMEL gefördert (Förderkennzeichen 2220WD014A und 2220WD014B).

Chancen und Herausforderungen bei Biogas-Cluster-Projekten

SYLKE MEHNERT, JUREK HÄNER, ELMAR BRÜGGING

1 Einleitung

Bisher nur vereinzelt umgesetzt, aber eng mit dem Thema Post-EEG-Konzepte verbunden, sind „Biogas-Cluster“. Gemeint ist ein Zusammenschluss von mehreren Biogasanlagen über eine Rohgasleitung. Aus dem Begriff Biogas-Cluster ist die Verwertung des Biogases noch nicht ersichtlich: Eine gemeinschaftliche Biomethanaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz ist ebenso denkbar wie die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) an geeigneten Wärmesenken oder auch eine direkte Versorgung der regionalen Industrie.

Mit Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 wurden vermehrt landwirtschaftliche Biogasanlagen gebaut und in der Regel mit einer festen Vergütung gefördert. Das EEG wurde im Laufe der Jahrzehnte mehrfach novelliert und Biogasanlagen, die in Betrieb genommen wurden, mussten sich nach den Regelungen der jeweils aktuellen Fassung richten. Diese umfasst einen Förderzeitraum von 20 Jahren mit unterschiedlichen Vergütungssätzen, die sich aus einem Festbetrag und verschiedenen Arten von Input- oder Innovationsprämien für den Einsatz von Wirtschaftsdünger als Substrat oder den netzdienlichen Anlagenbetrieb im Rahmen verschiedener Gesetzesrevisionen zusammensetzen. Beeinflusst durch die Regelungen, aber auch durch die unterschiedliche Agrarstruktur in Deutschland, hat sich eine heterogener Anlagenpark gebildet. Gemeinsam ist diesen Anlagen jedoch, dass der aktuelle Business Case mit dem Ende der ersten EEG-Förderperiode ausläuft. Damit die Biogastechnologie weiterhin einen sinnvollen Beitrag zur Energiewende leistet, sind neue Konzepte und Technologien erforderlich, um den Anlagenbestand mit über 9.800 Biogasanlagen in Deutschland zu erhalten und Neubauprojekte zu ermöglichen. Verschiedene Konzepte finden dabei eine lokale Anwendung: Beispielsweise die Flexibilisierung der Biogasanlage, also die Installation zusätzlicher Blockheizkraftwerk-Kapazitäten und Gas-/Wärmespeicher zur Erzeugung elektrischer und thermischer Energie bei hoher Nachfrage und damit hohen Energiepreisen. Diese Konzepte setzen jedoch in der Regel eine zweite Förderperiode im EEG voraus. Zudem ist die Wärmenutzung dezentraler Anlagen eine maßgebende Herausforderung, um die Wirtschaftlichkeit dieser Konzepte zu gewährleisten. Ein weiteres Konzept umfasst die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan und dessen Einspeisung in das Erdgasnetz. Die spezifischen Kosten für die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan fallen bis zu einer Aufbereitungskapazität von 1.000 Nm³ Biogas pro Stunde von bis zu 2 ct/kWh auf ca. 1,25 ct/kWh. Ab ca. 1.500 Nm³/h können Werte von unter 1 ct/kWh erreicht werden (Adler et al. 2014).

Hier bietet der Verbund von Biogasanlagen eine hohe Lösungskompetenz. Es begegnet den Nachteilen der genannten Post-EEG-Konzepte durch den Aufbau eines lokalen Biogasnetzes.

Im Sinne der Flexibilisierung können die Blockheizkraftwerke (BHKW) dort gebaut werden, wo Wärme benötigt wird, und den Strom zu Zeiten liefern, wenn dieser stark nachgefragt ist. Innerhalb eines Netzes von Biogasanlagen steigt die Gesamtmenge des produzierten Biogases, was auch kleinen Biogasanlagen den Zugang zu den Vermarktungswegen für Biomethan ermöglicht und aus Gründen der Skaleneffizienz eine wirtschaftlich effiziente Nutzung von Biogas ermöglicht. Gasnetzbetreiber sind berechtigt die Kosten für Gasnetz Zugänge auf den Energiepreis und somit den Endkunden umzulegen. Somit ist der gebündelte Zugang mehrerer Biogasanlagen an einem Netzeinspeisepunkt auch im Hinblick auf die Energiepreise der Erdgasnutzer als positiv im Vergleich zu mehreren einzelnen Einspeiseanlagen zu bewerten. Ein weiterer

Vermarktungsweg, der noch stärker als die Flexibilisierung (Notwendigkeit der Wärmenutzung) von den lokalen Gegebenheiten abhängt, ist die Versorgung der lokalen Industrie mit Biogas. Durch die Versorgung der Unternehmen durch eine Vielzahl von Biogasanlagen können Ausfälle einzelner Anlagen kompensiert und die Versorgungssicherheit erhöht werden, was die Nutzung von lokal produziertem Biogas für die Industrie interessanter macht.

Die Ausgangslage für Clusterprojekte ist regional sehr unterschiedlich. Über 95 % der bestehenden Biogasanlagen sind landwirtschaftliche Biogasanlagen, davon sind ca. 12 % Güllekleinanlagen bis 150 kW_{el} und 40 % der Anlagen bewegen sich im mittleren Leistungsrahmen zwischen 151 bis 500 kW_{el}. Ergänzend dazu bewegen sich 40 % bei einer Leistung von mehr als 500 kW_{el} (Rensberg et al. 2023). Grundsätzlich können auch größere Anlagen von den Vorteilen eines Clusters profitieren, beispielsweise durch die Erschließung eines geeigneten Gasnetzzugangs. Eines der wichtigsten Kriterien bleibt die räumliche Nähe der Anlage. Abbildung 1 zeigt die Verteilung der Biogasanlagen in Deutschland und macht deutlich wie unterschiedlich hoch die Anlagendichte je nach Region ist.

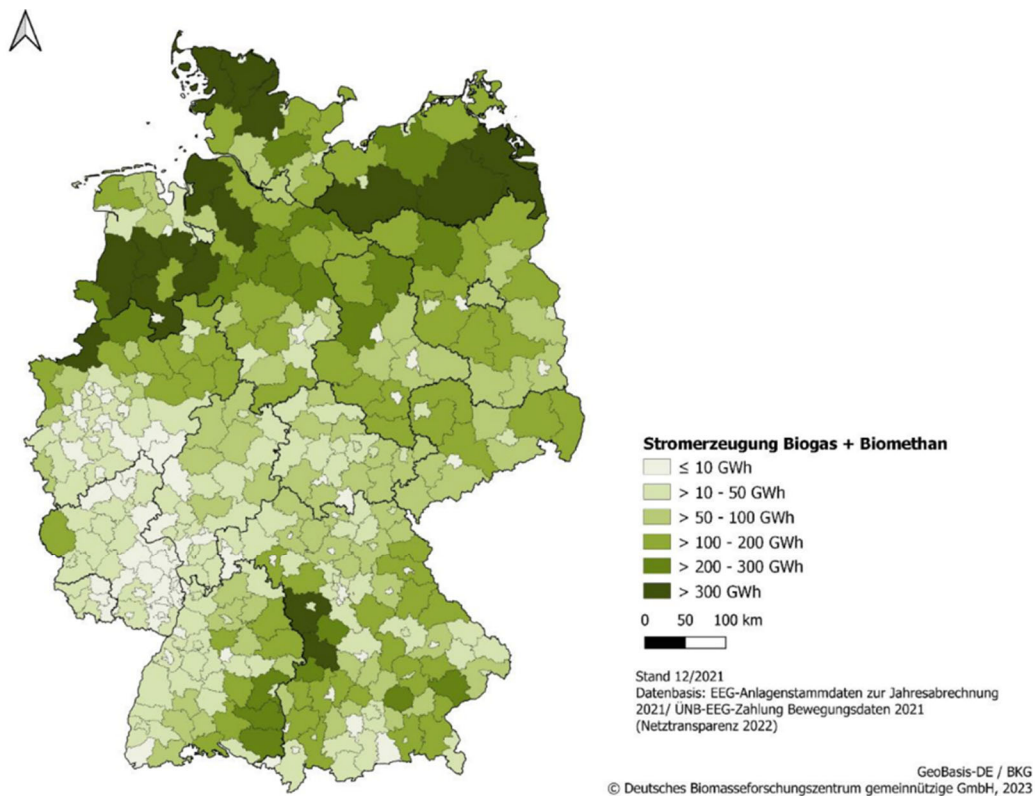


Abb. 1: Biogasanlagendichte in Deutschland (Rensberg et al. 2023)

Das Projekt „Regionalperspektive Biogas“ der Hochschule Osnabrück (2019–2023) untersuchte, wie Biogasanlagen nach dem Auslaufen der EEG-Förderung wirtschaftlich und nachhaltig weiterbetrieben werden können. Ein Schwerpunkt lag dabei auf der Analyse von Biogas-Clustern – also der Bündelung mehrerer Anlagen zur gemeinsamen Nutzung von Infrastruktur und Ressourcen. Die Forschenden entwickelten hierfür eine Methodik, die sowohl die technischen als auch die regionalen Rahmenbedingungen berücksichtigt, und testeten sie am Beispiel des Landkreises Osnabrück. Die Simulation lieferte Cluster aus

räumlich nah beieinanderliegenden Anlagen (zwischen 3 und 12 pro Cluster), die ihr Rohgas gemeinsam aufbereiten und vermarkten. Hierfür wurden Standortdaten, Gasnetzinfrastruktur und Wärmebedarfe der Region systematisch ausgewertet. Das Projekt identifizierte im Landkreis Osnabrück 14 potenzielle Biogas-Cluster. Jeder dieser Verbünde könnte durchschnittlich 1.200 m³ Rohgas pro Stunde aufbereiten – eine Menge, die für die Einspeisung in das Gasnetz oder die Kraftstoffproduktion wirtschaftlich attraktiv ist. Die Modellrechnungen zeigten, dass die gemeinsame Nutzung von Infrastruktur die Systemkosten im Vergleich zu Einzellösungen um bis zu 43 % senken kann (Rosenberger et al. 2023). So reduzieren sich deutlich die Investitionen in Gasaufbereitungsanlagen oder Leitungen, wenn mehrere Betreiber sie gemeinsam finanzieren und betreiben.

Im Forschungsprojekt „Biogas: Zukunftsperspektive für das Münsterland“ (FKZ: EFRE-0600195), wurden durch die FH Münster ebenfalls verschiedenen Konzeptideen und -ansätze für einen Weiterbetrieb von Bestandsanlagen zusammengetragen und u. a. im Rahmen von Webinaren präsentiert (Mehnert et al. 2024).

2 Biogas-Cluster Altenberge – Hintergrund und Projektverlauf

Um die Übertragbarkeit des Konzepts Biogas-Clusterung auf den Anlagenbestand im Münsterland zu untersuchen, wurde mit regionalen Akteuren ein Workshop durchgeführt. Gemeinsam mit Anlagenbetreibern in diesem potenziellen Cluster, Vertretern der regionalen Industrie als mögliche Abnehmer der Energie und der Entsorgungsgesellschaft des Kreises Steinfurt (EGST) als weitere Stakeholder bestand das Ziel der Veranstaltung darin, Austausch zu ermöglichen sowie Umsetzungskonzepte für das Praxisbeispiel zu entwickeln. Ein neutraler Partner, wie in diesem Fall die FH Münster, kann in der Rolle als Moderator fungieren, insbesondere wenn Industrie, Kommune usw. beteiligt sind, und für die notwendige Dokumentation dieser Treffen sorgen. Im Rahmen einer ersten Bestandsaufnahme wurden die technischen Eckdaten der Biogasanlagen (Gasproduktion, BHKW-Kapazität und EEG-Laufzeit) aufgenommen. Die Industrie gab ihrerseits die aktuellen Energiebedarfe an. Die EGST ist regional im Bereich der erneuerbaren Energie tätig und betreiben eine Bioabfallvergärung im Cluster-Zentrum. Außerdem betreibt die EGST in der Gemeinde Altenberge eine Deponie auf deren Gelände ebenfalls eine (verpachtete) Biogasanlagen betrieben wird. Innerhalb des ersten Workshops wurde durch den Vertreter der EGST ein Grundstück für eine Aufbereitungsanlage in Aussicht gestellt.

Aus der oben beschriebenen ersten Initiative im Projekt „Zukunft Biogas“ haben neun Bestandsbiogasanlagen im Jahr 2023 die Bioenergie Altenberge GbR gegründet. Ziel ist die Verbindung der neun Bestandsanlagen mit einem ca. 35 km langem Rohrleitungsnetz und die zentrale Biomethanaufbereitung mit anschließender Einspeisung in das Erdgasnetz. Abbildung 2 zeigt die Aufteilung der Biogasanlagen und den geplanten Standort der Biomethanaufbereitungsanlage. Die unterschiedlichen Farben repräsentieren die geplanten Rohrleitungsstränge zur Aufbereitungsanlage, die detaillierte Leitungsplanung wird aktuell erstellt.

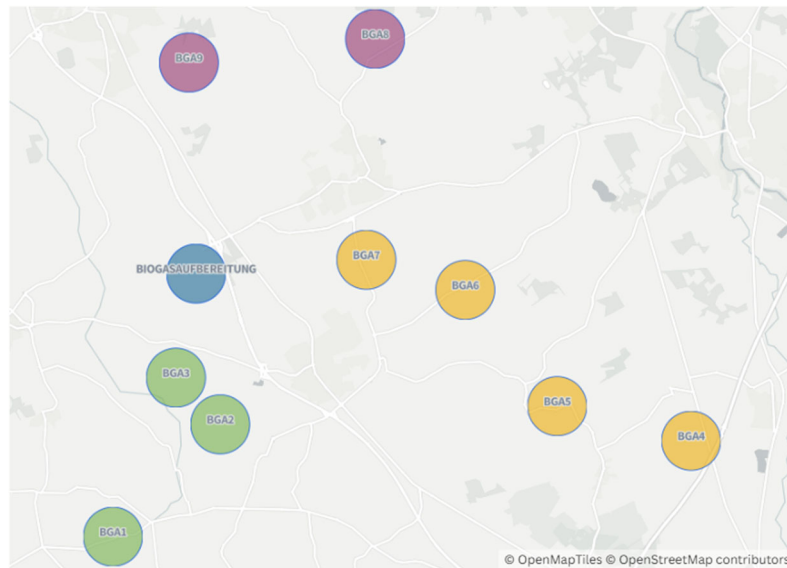


Abb. 2: Darstellung der beteiligten Anlagen im Biogas-Cluster Altenberge (© FH Münster)

Weitere Verwertungswege für Biogas, z. B. passende Standorte für neue KWK-Anlagen, auch im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung und der Erhalt bestehender Wärmenetze werden parallel zur Biomethanaufbereitung konzeptioniert.

Nach der Gründung im Frühjahr 2023 hat die Bioenergie Altenberge GbR zwei Vertreterinnen bestimmt, welche die Fragestellungen rund um das Vorhaben der Clusterung vorrangig bearbeiten und in regelmäßigen Abständen den Gesellschaftern berichten. Ein solches Projekt zu entwickeln bedarf neben zeitlichen Ressourcen auch eines Budgets. Bereits bei Gründung der GbR wurde eine Einlage festgelegt, die von jeder Anlage unabhängig der Anlagengröße eingebracht wurde. Aus diesem ersten Budget wurde u. a. das Netzanschlussbegehren gestellt. Je nach Netzbetreiber werden dafür zwischen 15.000 und 20.000 € veranschlagt. Um eine erste Einschätzung zu den Investitionen und Erträgen zu erhalten, wurde eine Kostenanalyse durch einen Dienstleister beauftragt. Hierfür wurden neben den notwendigen Investitionen in das Rohgasnetz inklusive Übergabestationen und Messtechnik sowie in die Gasaufbereitung auch die Erlöse beleuchtet. Dafür wurde der Substrateinsatz der einzelnen Anlagen hinsichtlich der Erträge im Biomethanmarkt bewertet und den ermittelten Kosten gegenübergestellt. Im Winter 2023/2024 ergab sich für alle Beteiligten ein wirtschaftlicher Business Case. Das Projekt Rohgasbündelung wird demnach weiterverfolgt.

3 Herausforderungen und Lösungsansätze

Clusterprojekte sind ebenso individuell wie die beteiligten Biogasanlagen, je nach Region, Clusterzusammensetzung usw. können sich unterschiedliche Herausforderungen aber auch Chancen ergeben. Die nachfolgende Abbildung 3 gibt einen Überblick.



Abb. 3: Herausforderungen des Clusterprojekts (© FH Münster)

Als Roadmap für andere Clusterprojekte werden die einzelnen Punkte der oben abgebildeten Grafik beschrieben und im Folgenden mögliche Lösungsansätze präsentiert.

Die Jahre der Inbetriebnahme der Biogasanlagen im Cluster der Bioenergie Altenberge bewegen sich zwischen 2003 und 2011. Zwei Anlagen (bzw. BHKW) werden bereits über eine Anschlussförderung im Rahmen des EEG betrieben. Mangels eines zukunftssicheren Wärmekonzepts ist die Vergütung in der Ausschreibung nach Angaben der Betreiber als wirtschaftlich unattraktiv zu bewerten und wird als Übergangslösung zum Erhalt der Biogasanlage angesehen. In der Praxis können nicht immer alle Anlagen eines Clusters direkt aus der 1. EEG-Förderperiode in die Verwertung in ein Clusterprojekt wechseln. Eine Übergangslösung kann die Teilnahme an der Ausschreibung zur EEG-Anschlussförderung sein. Mit welchen Kenndaten (Leistungsdaten der Anlage und Gebotspreis) an der Ausschreibung teilgenommen wird, ist dabei sehr individuell für die jeweilige Anlage zu bewerten. Alternativ kann die Überbrückungsphase für umfangreichere Repowering-Maßnahmen genutzt werden, wie z. B. eine bautechnische Begutachtung der (Beton-)Behälter und gegebenenfalls anschließende Sanierung. Gleichzeitig ist der Erhalt bestehender Substratlieferverträge zu berücksichtigen, sollte in einer Übergangsphase die Anlagenleistung zurückgefahren werden.

Im Gründungsjahr der GbR (2023), waren die Biomethanpreise insbesondere für Biomethan aus Wirtschaftsdünger deutlich höher als zum jetzigen Zeitpunkt. Dennoch sehen die Betreiber weiterhin Vorteile in der Biomethaneinspeisung. Aufgrund der Gaszusammensetzung (ca. 30 % des Gases aus Wirtschaftsdüngern und ca. 70 % aus nachwachsenden Rohstoffen) liegt der Fokus der Bioenergie Altenberge nicht im Kraftstoffmarkt. Somit hat der Preisverfall am THG-Quotenmarkt einen geringeren Einfluss auf das Projekt als bei Anlagen mit reiner Wirtschaftsdüngervergärung. Es werden aktuell bereits Gespräche mit potenziellen Abnehmern der jeweiligen Biomethanqualitäten geführt. Zusätzlich werden die Entwicklungen im Bereich des Wärmesektors als durchaus positiv bewertet. Insbesondere in der Industrie wächst die Nachfrage nach Biomethan, um z. B. eigene Unternehmensziele zur Klimaneutralität zu erreichen oder rechtliche Anforderungen zu erfüllen.

Nach aktuellem Stand der Planung wird eine Dienstleistungsgesellschaft gegründet, die das gesammelte Biogas an zentraler Stelle zu Biomethan aufbereitet und ins Erdgasnetz einspeist. Jede Anlage bleibt damit Besitzer des erzeugten Gases. Es besteht dabei sowohl die Möglichkeit gemeinsam als Gruppe das Biomethan zu vermarkten oder eine individuelle Vermarktungsstrategie zu entwickeln. Die Nachhaltigkeitszertifizierung wird jede Anlage eigenständig durchführen und stellt damit eine gemeinsame Abrechnungsgrundlage dar. Eine andere Möglichkeit wäre der Verkauf des Rohgases an eine Gesellschaft, wie es bei einem bereits umgesetzten Cluster-Projekt (Biogaspartner Bitburg) der Fall ist. Hier sind u. a. die Stadtwerke der Betreiber der Gassammelleitung sowie der Biomethanaufbereitung und die angeschlossenen Biogasanlagen verkaufen ihr Rohbiogas (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. 2025).

Eine zentrale Herausforderung bei der Biomethaneinspeisung ist die Identifikation eines geeigneten Standorts für die Biomethan-Aufbereitungsanlage und die Einspeiseanlage des Netzbetreibers. In der aktuellen Fassung der Gasnetzzugangsverordnung (läuft Ende 2025 aus) werden Standorte mit einer Entfernung von unter 1 km vom Erdgasnetz für die Anschlussnehmer auf eine Eigenbeteiligung von 250.000 € festgesetzt. Bei weiter entfernten Standorten werden die entstehenden Kosten zu 25 % auf den Antragsteller umgelegt. Auch die baurechtlichen Hintergründe für den Bau der Anlagen sind eine Herausforderung. Nach unverbindlicher rechtlicher Einschätzung sind Anlagen in dieser Größe (Clusterung von 9 Biogasanlagen) nicht mehr als privilegierte Anlage am Standort einer landwirtschaftlichen Biogasanlage anzusehen. Dieser Umstand muss jedoch im Einzelfall geprüft werden, sodass kleinere Clusterprojekte durchaus Chancen haben, in der Privilegierung einen positiven Genehmigungsbescheid zu erreichen. Somit könnte eine Aufbereitungsanlage auf einer der beteiligten Biogasanlagen errichtet werden, auch wenn der Standort kein Sondernutzungsgebiet ist. Dabei ist zu beachten, dass die Privilegierung an bestimmte Kriterien (u. a. Eigentumsverhältnisse zur Biogasaufbereitungsanlage und den Betrieb der Biogasanlagen) geknüpft ist, die innerhalb des Clusters diskutiert werden sollten.

Im Fall der Bioenergie Altenberge stellt die EGST ein geeignetes Grundstück für die Anlage zur Biomethanaufbereitung zur Verfügung. Die Idee dazu entstand ebenfalls während des ersten Workshops der FH Münster.

Durch den Verbund der Bioenergie Altenberge GbR kann theoretisch eine Energiemenge von insgesamt ca. 175 GWh/a in Form von Biogas bereitgestellt werden. Um die passende Technik und die passenden Kapazitäten der Aufbereitungsanlage zu finden, sollten bereits im Vorfeld andere Verwertungswege betrachtet und hinsichtlich der Bedarfe abgeschätzt werden. In dieser Phase der Planung müssen die Anlagenbetreiber ebenfalls die Wärmeversorgung der eigenen Anlage und bestehender Wärmenetze konzeptionieren. Wichtige Fragestellungen waren in diesem Zusammenhang, ob eine Hackschnitzelheizung oder eine Wärmepumpe Spitzenlasten im bestehenden Wärmenetz abdecken kann oder ob die thermische Nutzung von Gärprodukten eine Option darstellt. Sofern am Standort ein BHKW weiterbetrieben werden soll, ist die entsprechende Reduktion der Gesamtgasmenge bei der Auslegung der Aufbereitungstechnik zu berücksichtigen. Einen gewissen Spielraum bieten dabei sowohl die Aufbereitungstechnik als auch die Einspeiseanlage der Netzbetreiber. Dennoch sollten Ober- und Untergrenzen für die Lieferung der Rohgasmenge der einzelnen Anlagen festgelegt werden, damit die Funktion der Aufbereitungstechnik und Einspeiseanlage des Gasnetzbetreiber und nicht zuletzt auch die Wirtschaftlichkeit der Biomethanaufbereitungsanlage sichergestellt werden.

In Abhängigkeit zu den geografischen Gegebenheiten können die Kosten für den Bau des Rohgasnetzes die größte Investition in einem Clusterprojekt darstellen. Zur Planung können Kosten zwischen 150 € bis über 250 € pro Meter Rohrleitung je nach Ausführung und Art der Verlegung angesetzt werden. Hinzu kommen Gasübergabecontainer auf jeder Anlage, welche das Rohbiogas in das Bündelungsnetz einspeisen (ca. 100.000 € bis 150.000 € je nach Anlagengröße). Entschädigungen für Grundstückseigentümer müssen ebenso berücksichtigt werden. Querung von Straßen, Flüssen und Bahnlinien sind ein besonderer Aufwand, aber nach den bisherigen Erfahrungen durchaus lösbar. Insbesondere die Querung von Bahntrassen sollte direkt zu Beginn der Realisierungsphase beantragt werden. Nicht zuletzt ist die Kostenaufteilung für das Rohgasnetz zu klären. Entfernung zur Gasaufbereitung, Gasmengen oder auch zusätzliche Kosten für Bahn oder Gewässerquerung können ein Kriterium bei der Kostenaufteilung sein. In der ursprünglichen Kostenbewertung der Bioenergie Altenberge wurden die Gasnetzkosten anteilig nach Größe umgelegt. Nach aktuellem Stand wird das Rohgasnetz in drei Strängen realisiert und die Kostenaufteilung individuell je nach Leitungsstrang aufgeteilt.

4 Fazit

Die Bündelung von Biogasanlagen in Clustern kann nicht nur die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Anlagen sichern, indem neue Geschäftsfelder erschlossen werden. Die Kombination aus dezentraler Rohgasproduktion und zentraler Aufbereitung oder zentralem Betrieb von KWK-Anlagen schafft Synergien, die Einzelanlagen nicht erreichen können. Für Regionen mit hoher Anlagendichte – wie NRW und hier speziell im Münsterland, aber auch in Niedersachsen oder Bayern – bietet die Clusterung eine Möglichkeit, um Biogas langfristig in die Energie- und Kreislaufwirtschaft einzubinden. Entscheidend wird sein, ob Betreiber und Kommunen die Chancen der Kooperation nutzen und politische Rahmenbedingungen (z.B. Förderung von Biomethan und Umsetzung der Wärmewende) den Umbau unterstützen.

Literatur

- Adler, P.; Billig, E.; Brosowski, A.; Daniel-Gromke, J.; Falke, I.; Fischer, E.; Grope, J.; Holzhammer, U.; Postel, J.; Schnutenhaus, J.; Stecher, K.; Szomszed, G.; Trommler, M.; Urban, W. (2014): Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung. 5. Auflage, Gülzow, https://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/l/e/leitfaden_biogaseinspeisung-druck-web.pdf, Zugriff am 13.06.2025
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) (2025): Gemeinschafts-Biogasanlagen. <https://biogas.fnr.de/biogas-nutzung/nutzung/gemeinschafts-biogasanlagen>, Zugriff am 04.06.2025
- Mehnert, S.; Häner, J.; Grüner, V.; Baumkötter, D.; Brüggling, E.; Wetter, C. (2024): Zukunft Biogas: Zukunftsperspektive für das Münsterland, Konzeptideen für einen erfolgreichen Weiterbetrieb bestehender Biogasanlagen, 2. Auflage, https://zukunft-biogas.de/wp-content/uploads/2024/04/2024-03-22_ZukunftBiogas-Broschuere.pdf, Zugriff am 02.06.2025
- Rensberg, N.; Denysenko, V.; Daniel-Gromke, J. (2023): Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland
- Rosenberger, S.; Wawer, T.; Heiker, M.; Mertins, A.; Fedler, M.; Wittem, A.; Große-Kracht, I. (2023): Regionalanalyse und Entwicklung von Geschäftsmodellen für einen Post-EEG-Betrieb von Biogasanlagen auf Basis von Rest- und Abfallstoffen. https://opac.dbu.de/ab/DBU-Abschlussbericht-AZ-34663_01-Hauptbericht.pdf, Zugriff am 02.06.2025

Förderhinweis

Die Projekte „Biogas: Zukunftsperspektive für das Münsterland“ (FKZ: EFRE-0600195) und „VeBiT MSL – Vernetzung Biogastechnik im Münsterland“ (FKZ: EFRE-20600034) wurden aus Mitteln des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung EFRE gefördert sowie durch das Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen. Projektträger ist die Bezirksregierung Münster.



**Kofinanziert von der
Europäischen Union**

Gefördert durch:

Ministerium für Wirtschaft,
Industrie, Klimaschutz und Energie
des Landes Nordrhein-Westfalen



Erweiterte Nutzung von erneuerbaren Gasen aus Biogasanlagen (DVGW-Projekt ENEVEG)

ELISABETH GRUBE, JOHANNES SCHAFFERT

1 Einleitung

Die Energiewirtschaft befindet sich weltweit im Wandel hin zu erneuerbaren Energiequellen. Der Gassektor steht vor der Herausforderung, seine Kunden künftig mit erneuerbaren Energieträgern zu versorgen. Während auf der Ebene des Transportnetzes bereits erste Schritte in Richtung einer Wasserstoffwirtschaft unternommen wurden, etwa durch Initiativen wie dem „Hydrogen Backbone“, bleibt die Integration von Wasserstoff in die regionalen und lokalen Verteilnetze bislang weitgehend ungeklärt.

Gleichzeitig birgt Biogas ein großes, bislang nicht ausgeschöpftes Potenzial für die erneuerbare Gasversorgung. In Deutschland gibt es rund 9.900 Biogasanlagen, von denen etwa 250 bereits aufbereitetes Biomethan in das Gasnetz einspeisen – Tendenz steigend. Der Vorteil von Biomethan liegt in seiner vollständigen Kompatibilität mit der bestehenden Infrastruktur, da weder Materialien noch Endgeräte angepasst werden müssen. Im Wärmemarkt verfügen Biogas und Biomethan über große Potenziale.

Das Projekt „Erweiterte Nutzung Erneuerbarer Gase“ (ENEVEG) widmete sich der Analyse der Zukunftschancen von Biogas – insbesondere in Bezug auf Produktion, Aufbereitung, Verteilung und Nutzung. Es identifizierte vielversprechende Ansätze, stellte Best-Practice-Beispiele vor und schätzte Potenziale der Biomethanerzeugung in Deutschland ab, um neue Wege für eine nachhaltige Gasversorgung aufzuzeigen.

Die vorliegende Kurzfassung gibt einen kompakten Einblick in die Schwerpunkte der Forschungsarbeiten. Die dahinterliegenden Details, Annahmen, Methoden, Auswertungen, Darstellungen und Erläuterungen sind im ausführlichen Abschlussbericht zu finden.

2 Überblick der Inhalte des Projektes ENEVEG

Das Forschungsprojekt ENEVEG untersuchte unterschiedliche Biogas-Prozessketten inklusive einer Vielfalt möglicher Anwendungsfälle.

Dabei wurden sowohl die heute im Feld dominierenden Technologieketten der Biogasverstromung sowie der Biomethaneinspeisung als auch eine Vielzahl innovativer Optionen berücksichtigt. Abbildung 1 fasst die Themenfelder des ENEVEG-Projektes zusammen. In blauer Farbe sind die heute etablierten Technologiepfade dargestellt, während die innovativen Technologieoptionen in grün abgebildet sind.

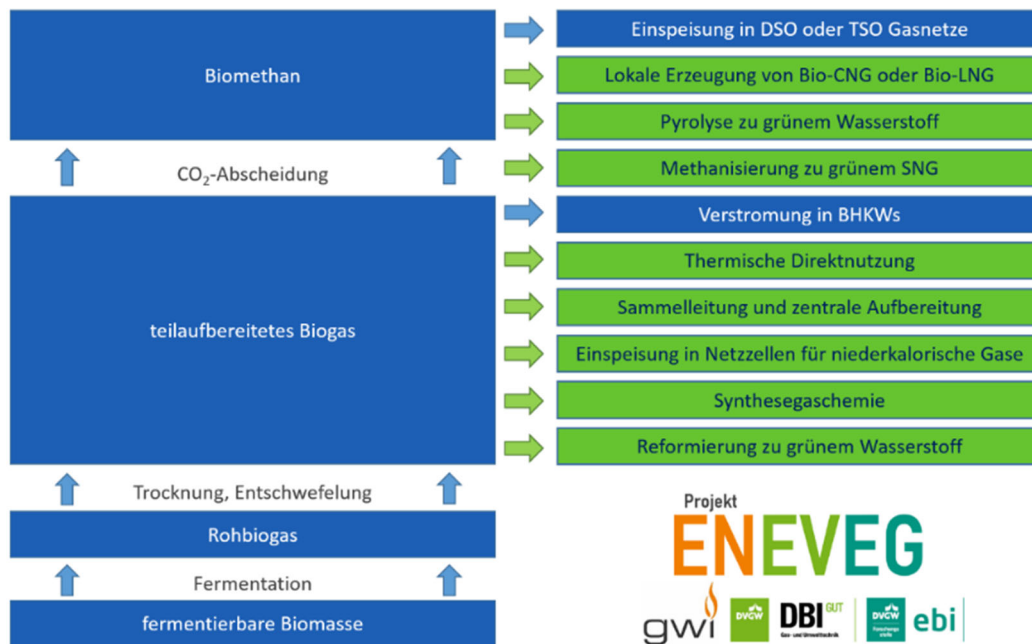


Abb. 1: Übersicht der im Projekt ENEVEG untersuchten Technologiefelder zur erweiterten Nutzung von Biogasen (© GWI)

Zur Überprüfung der Nutzbarkeit teilaufbereiteter Biogase mit hohem CO₂-Anteil in sogenannten Inselnetzen unter Verwendung heutiger Gasengeräte wurden Laborexperimente durchgeführt. Diese führten zu der Erkenntnis, dass selbst moderate CO₂-Anteile im Brenngas, die noch weit unter dem CO₂-Gehalt von teilaufbereiteten Biogasen liegen, für eine Nutzung mit den im Feld vorhandenen Gastechnologien auszuschließen sind.

Ferner wurde die Verfügbarkeit von Biogas-Substraten Stand heute sowie in Zukunft untersucht, um eine Potenzialeinschätzung vornehmen zu können. Als Fortsetzung dieser datenbasierten Arbeiten wurde das Thema der Sammelleitungen weiter vertieft. Dazu wurden mögliche Anlagen-Clusterungen, dafür notwendige Leitungslängen usw. näherungsweise rechnerisch bestimmt. Die gewonnenen Einsichten aus diesen Arbeiten verhalfen dem Projekt zu einer vorsichtigen, technischen Einschätzung der Erfolgsaussichten von Biogassammelleitungen in Deutschland.

Die Ergebnisse des ENEVEG-Projektes mündeten schließlich in kompakt zusammengefasste Kernergebnisse und Handlungsempfehlungen.

2.1 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Im Rahmen der in ENEVEG durchgeführten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurden die Kapitalwerte unterschiedlicher typischer Biogasanlagen unter verschiedenen Nutzungsperspektiven untersucht. So wurde jeweils eine Flexibilisierung der verstromenden Biogasanlagen der Vor-Ort-Aufbereitung zu Biomethan sowie einer zentralen Aufbereitung am Ende einer Biogas-Sammelleitung gegenübergestellt. Es zeigte sich, dass unter ungünstigen Annahmen, wie hohen Strombezugskosten und geringen Methanerlösen, lediglich flexibilisierte BHKW-Standorte ab 500 kW_{el} nach 10 Jahren positive Kapitalwerte aufweisen. Die Aufbereitungs- und Einspeisestandorte erwiesen sich unter diesen Annahmen als nicht wirtschaftlich betreibbar. Unter variierten Annahmen in Bezug auf die stark gestiegenen Methanerlösmöglichkeiten, die sich insbesondere durch die Leitungswirkung des Kraftstoffsektors entfalten, fielen die Ergebnisse positiver aus. Biomethananlagen erwiesen sich als wirtschaftlich darstellbar und schnitten unter den veränderten Rand-

bedingungen besser ab als eine Flexibilisierung von verstromenden Biogasstandorten. Unklare Zukunftsaussichten, insbesondere aber lange Realisierungszeiträume neuer Aufbereitungs- und Einspeiseanlagen gelten weiterhin als Hemmnis für Investitionen in der Biomethanbranche (siehe Kapitel 3).

2.2 Ergebnisse der experimentellen Untersuchung

Die Messkampagne des ENEVEG-Projektes umfasste drei Gerätetests am Gas- und Wärme-Institut (zwei atmosphärische Heizkessel sowie ein Brennwertgerät) sowie eine Laboruntersuchung einer Brennstoffzelle an der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH. Die Forschungsfrage lautete, ob sich häusliche Gasgeräte für den Einsatz mit teilaufbereiteten Biogasen in sogenannten Netzzellen eignen. Teilaufbereitetes Biogas ist hierbei ein getrocknetes und entschwefeltes Biogas, ganz ähnlich dem, das heute in BHKWs zur dezentralen Verstromung eingesetzt wird. Es wurden dazu Gasgemische aus Methan und CO₂ hergestellt, um ein teilaufbereitetes Biogas zu simulieren und die Geräte damit beaufschlagt. Der gültige CO₂-Grenzwert in Gasverteilnetzen (< 16 bar) liegt laut der aktuellen Regel G260 (DVGW 2021) bei 4 Vol.-% CO₂. Im Ergebnis zeigte sich, dass die Haushaltsgeräte lediglich bis zu einem CO₂-Anteil von 5 bis 10 Vol.-% sicher zu betreiben waren. Bei höheren Konzentrationen wirkte der inerte Anteil im Brenngas zunehmend negativ auf die Verbrennung ein. Insbesondere stark steigende CO-Emissionen wurden beobachtet, bevor es bei noch höheren Konzentrationen (15 Vol.-% bis 20 Vol.-%) zu einem Erlöschen der Flamme und scheiternden Zündversuchen kam. Auch die SOFC-Brennstoffzelle konnte nicht mit allen CH₄/CO₂-Gasgemischen betrieben werden. Für 20 Vol.-% CO₂ im Brenngas musste ihre Leistung reduziert und Betriebsparameter in Absprache mit dem Hersteller angepasst werden, um einen Betrieb zu ermöglichen. Bei 30 Vol.-% CO₂ schließlich waren die Auslegungsgrenzen so weit überschritten, dass auch diese Eingriffe keinen Betrieb zuließen. Die Beobachtungen aus ENEVEG fügen sich in die bereits 2010 erarbeiteten Ergebnisse aus einem früheren DVGW-Forschungsvorhaben ein (Burmeister 2010). Abbildung 2 fasst die Ergebnisse zusammen.

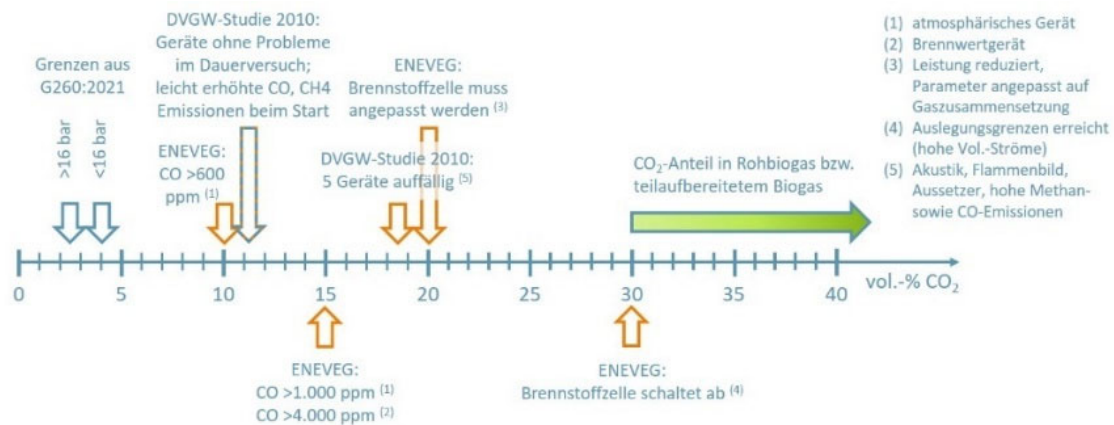


Abb. 2: Zusammenfassung des Wissenstandes zur CO₂-Toleranz von häuslichen Gasgeräten (© GWI)

2.3 Ergebnisse der Biomethanpotenzialstudie

Basierend auf der Auswertung von Geoinformationsdaten von etwa 9.400 Biogasanlagen in Deutschland sowie Informationen über die Substratzusammensetzungen auf Gemeindeebene wurden einerseits die regionale Eignung für mögliche Sammelleitungsprojekte und andererseits die wirtschaftlichen Biomethanpotenziale für Deutschland bestimmt.

Unter den gewählten Annahmen und für drei unterschiedliche Mindestbelegungsdichten wurden mögliche Sammelleitungen rechnerisch durch Luftlinienverbindungen bestimmt. Die Ergebnisse sind als Identifikation einer regionalen Eignung zu interpretieren und ersetzen keine detaillierten regionalen Machbarkeitsstudien.

Das Biomethanpotenzial für Deutschland wurde zunächst für die heutige Substratverfügbarkeit berechnet. Dazu wurden verschiedene Substrate und Reststoffe aus den Sektoren Landwirtschaft, Kommunen und GHD sowie Industrie als potenzielle Einsatzstoffe zur Biogasproduktion herangezogen. Im Ergebnis beträgt das wirtschaftliche Methangaspotenzial 16 Mrd. m³/a.

In einem zweiten Schritt wurde prognostiziert, wie sich die rückläufige Entwicklung durch klimawandelbedingte Mindererträge sowie Änderungen im Konsumverhalten und einer Abnahme der Massentierhaltung auf das Biomethanpotenzial 2045 auswirken. Im Ergebnis verblieben 11,3 Mrd. m³/a klimawandelresilientes wirtschaftliches Biomethanpotenzial für Deutschland. Die Änderung des wirtschaftlichen Potenzials im Vergleich zum Status quo ist Abbildung 3 zu entnehmen.

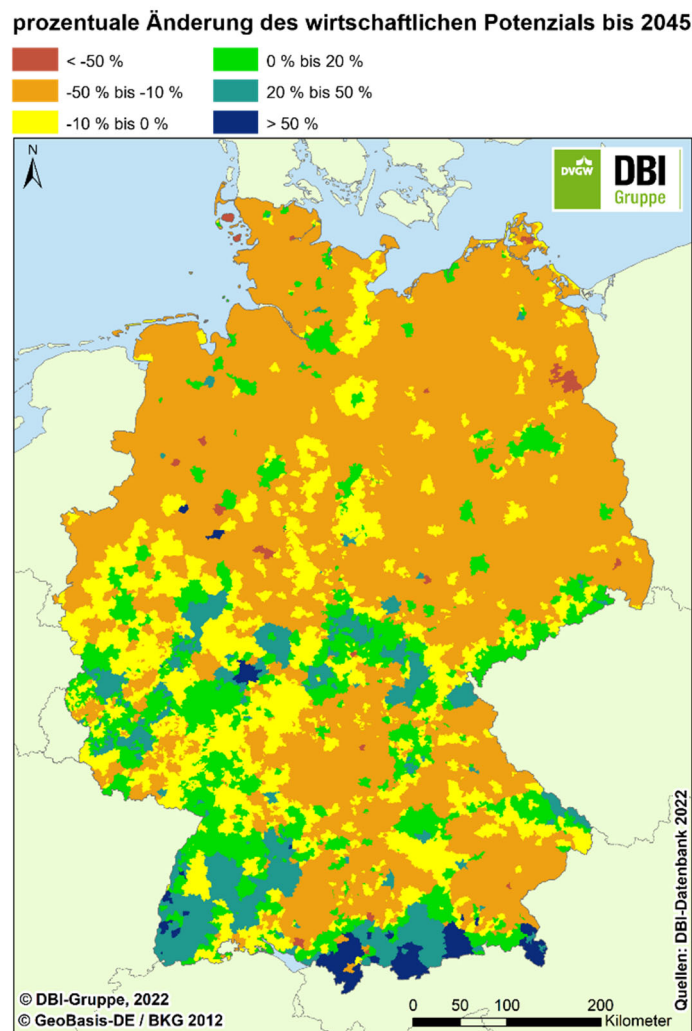


Abb. 3: Prozentuale Änderung des wirtschaftlichen Biomethanpotenzials vom Status quo bis 2045 (© DBI)

3 Fazit

Zentrale Kernergebnisse des Forschungsprojektes ENEVEG werden im Folgenden zusammengefasst und in Form der wichtigsten Handlungsempfehlungen formuliert und begründet.

- **Konzepte zur erweiterten Nutzung erneuerbarer Gase entwickeln und umsetzen, um Abschaltung der Biogasanlagen nach dem EEG-Förderende zu verhindern**

Das EEG-Förderende für verstromende Biogasanlagen bietet die Chance, die Aufbereitung und Einspeisung erneuerbarer Gase weiterzuentwickeln. So könnten deutlich größere Mengen erneuerbarer Gase in die Netze eingespeist werden und dort fossile Gasmengen substituieren. Mehr als das Zehnfache der heutigen Biomethaneinspeisung erscheint im Rahmen der Potenzialbetrachtung dieses Projektes langfristig möglich. Durch die Einspeisung in Gasnetze erreicht das erneuerbare Gas (industrielle) Kunden, die eine Dekarbonisierung ihrer Prozesstechnik auf anderem Wege nicht erreichen können

- **Biomethan im Mobilitätssektor etablieren**

Biomethan kann sowohl in Form von Bio-CNG als auch Bio-LNG im Mobilitätssektor Anwendung finden und dort fossile Brennstoffe 1:1 ersetzen. Bio-CNG/Bio-LNG-Tankstellen oder andere lokale oder regionale Abnehmer von Bio-CNG/Bio-LNG können eine Alternative zur Einspeisung in Gasnetze darstellen.

- **Substitution von Energiemais durch lokale Reststoffe und durch klimawandelresistente Arten**

Aus ökologischen Gründen sowie RED-III-Konformität sollte vermehrt auf eine Substitution von Energiemais insbesondere durch Reststoffe abgezielt werden. Der Klimawandel wird vor allem im landwirtschaftlichen Bereich zu Ernteeinbußen führen, welche einen direkten Zusammenhang zum Methangaspotenzial haben. Die Erprobung des Einsatzes von klimaresistenten Pflanzenarten (z. B. Durchwachsene Silphie) sollte vorangetrieben werden. In Studien sollte zukünftig stets das „klimawandelresiliente“ Biomethanpotenzial erhoben werden, das einen nachhaltigen Wechsel der Substrate berücksichtigt.

- **Thermische Direktnutzung von Biogas in Erwägung ziehen**

Nicht in allen Anwendungsfällen ist eine aufwendige Gasaufbereitung erforderlich. So existieren je nach örtlichen Gegebenheiten im Umkreis einer Biogasanlage Optionen zur thermischen Direktnutzung von teilaufbereitetem Biogas insbesondere in der Industrie (siehe Referenzprojekte BiogasGlas I (Märting 2014) und II (GWI 2017) sowie MetaCOO (Röder et al. 2021)). Über das Potenzial der lokalen Direktnutzungsoptionen für Biogas lässt sich aufgrund der nötigen Einzelfalluntersuchungen in der vorliegenden Studie keine allgemeine Aussage treffen. Sehr große industrielle Wärmebedarfe können jedoch meist nicht durch lokal verfügbare Biogasmengen gedeckt werden, sodass das grüne Gas nur teilweise zur Dekarbonisierung solcher Industriestandorte beitragen kann.

- **Bei der Methanerzeugung Sammelleitungen nutzen**

Sammelleitungen von Rohbiogas stellen eine sinnvolle Möglichkeit dar, den Aufwand zur Aufbereitung von Biogas zu reduzieren. Eine dezentrale Teilaufbereitung (z. B. Entschwefelung mit Aktivkohle und ausreichende Gaskühltrocknung) und Gasanalyse ist jedoch notwendig. Diese Anlagen können für die verschiedenen Biogasanlagen baugleich angefertigt werden, um Kosten zu senken. Die Vollaufbereitung (Abscheidung von CO₂) kann dann in einer großtechnischen, zentralen Aufbereitungsanlage vollzogen werden. Für die Einspeisung ins Gasnetz ist lediglich ein Einspeisepunkt nötig, anstelle vieler kleiner Einspeisungen. So können Kosten für BGA-Betreiber gespart werden, indem sie anteilig an Kosten der Aufbereitungs- und Einspeiseanlage beteiligt werden.

Weitere Handlungsempfehlungen und die detaillierte Dokumentation aller Projektergebnisse finden sich im ausführlichen Abschlussbericht des Projektes (Schaffert 2023).

Literatur

- Burmeister, F.; Senner, J.; Borkowski, M.; Rahms, H. (2010): Ermittlung der CO₂-Konzentrationsgrenze für den Betrieb von Endgeräten. Abschlussbericht, GWF, München, Deutscher Industrieverlag, Bd. 151, S. 134–140
- DVGW (2021): Technische Regel – Arbeitsblatt. DVGW G 260 (A). Gasbeschaffenheit, Bonn, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
- GW (2017): Biogasbefeuerung in der Glasproduktion zur Energieeinsparung und Emissionsreduzierung – Untersuchungen der Umsetzung an einer realen Glasschmelzwanne. Abschlussbericht, AiF-Forschungsprojekt IGF-Nr. 18685N, bg_g_II_abschlussbericht.pdf, Zugriff am 13.06.2025
- Martin, M.; Giese, A.; Fleischmann, B.; Wuthnow, H. (2014): Biogasbefeuerung in der Glasproduktion zur Reduzierung der CO₂-Emissionen – Untersuchungen der Auswirkungen auf die Glasqualität, das Feuerfestmaterial und die Schadstoffemissionen (BG-G). Abschlussbericht, AiF-Forschungsprojekt IGF-Nr. 397 ZN, bgg_abschlussbericht.pdf, Zugriff am 13.06.2025
- Röder, M.; Giese, A.; Steyer, N.; Heinrich, P.; Grube, E. (2021): Direkteinsatz von Rohbiogas in der Metallurgie zur Senkung der CO₂-Emissionen – Auswirkungen von variablen Rohbiogasmengen und schwankenden Methangehalten auf die Produktqualität und Prozessstabilität (MetaCOO). Abschlussbericht, AiF-Forschungsprojekt IGF-Nr. 20155 BG, metacoo_abschlussbericht.pdf, Zugriff am 13.06.2025
- Schaffert, J.; Grube, E.; Staudt, C. (2023): Erweiterte Nutzung Erneuerbarer Gase. Abschlussbericht, DVGW, <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-eneveg>, Zugriff am 11.07.2025

Analyse der Einbindung mehrerer Biogasanlagen in eine Erdgaseinspeisungsanlage: Vergleich von Biogasaufbereitung und direkter Methanisierung

CHRISTIAN BIDART, MANABENDRA CHOWDHURY, JOCHEN SCHÜRER, GUNTHER KOLB

1 Einleitung

In einer Vorarbeit (Bidart et al. 2023) wurde die Einbindung mehrerer Biogasanlagen in eine Erdgaseinspeisungsanlage als Möglichkeit zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen mittlerer Kapazität (300–500 m³/h) analysiert, die ursprünglich für die Stromerzeugung im Rahmen des EEG gebaut worden waren. Dadurch wurde aufgezeigt, dass Skaleneffekte die Produktion von Biomethan durch Aufbereitung deutlich günstiger machen. Die größte Schwäche dieses Konzepts liegt jedoch in der Freisetzung von biogenem CO₂, das ohne jegliche Verwendung für die synthetische Herstellung von Kraftstoffen oder Materialien in die Atmosphäre gelangt. Im Gegensatz dazu ermöglicht die katalytische Methanisierung die Nutzung des gesamten verfügbaren Biogases und damit auch die des biogenen CO₂, wodurch die Biomethanproduktion in etwa verdoppelt wird. Zu diesem Zweck wird Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen benötigt.

Die Methanisierung von Biogas erzeugt zudem eine erhebliche Menge Wärme, die kommerziell genutzt werden kann. Auf diese Weise können Cluster von Biogasanlagen, die Biomethan via Methanisierung produzieren, in Zukunft zu mittelgroßen Lieferanten von Biomethan und zusätzlicher erneuerbarer Wärme werden. Die erneuerbare Wärme kann ins Fernwärmenetz eingespeist werden und so zur Reduzierung fossiler Brennstoffe für die Wärmeerzeugung beitragen. Allerdings unterliegt die Nachfrage nach Fernwärme sowohl saisonalen (unterschiedlicher Wärmebedarf im Sommer und Winter) als auch zeitlichen Schwankungen (z. B. unterschiedlicher Energieverbrauch zwischen Tag und Nacht), sodass es zu einem Ungleichgewicht zwischen der aus der Methanisierung verfügbaren Wärme und dem Wärmebedarf kommt.

2 Ziel und methodologischer Ansatz der Studie

2.1 Ziel

Ziel der Untersuchung ist es, die katalytische Methanisierung von Biogas für die integrierte Produktion von Biomethan und Wärme zu analysieren. Als Referenz dient dabei ein Cluster von Biogasanlagen, wodurch die Gesamtwirtschaftlichkeit des Prozesses verbessert werden kann. Die Analyse des Wärmebedarfs von Fernwärmenetzen erfolgt mithilfe dynamischer Modellierungstools.

2.2 Methodologischer Ansatz

Wie in Abbildung 1 dargestellt, wird das Rohbiogas (ca. 1.800 m³/h) katalytisch methanisiert. Der Wasserstoff wird mittels eines Protonenaustauschmembran-Elektrolyseurs (PEM) erzeugt. Die Nebenprodukte der Elektrolyse und Methanisierung, d. h. Sauerstoff und Wärme, werden zu Marktpreisen verkauft. Die Informationen zum katalytischen Methanisierungsprozess sind den Ergebnissen des Demonstrationsprojekts ICOCAD II (2220NR279A) entnommen, das die CO₂-Methanisierungstechnologie des Fraunhofer-Instituts für Mikrotechnik und Mikrosysteme (Neuberg et al. 2019) skaliert hat.

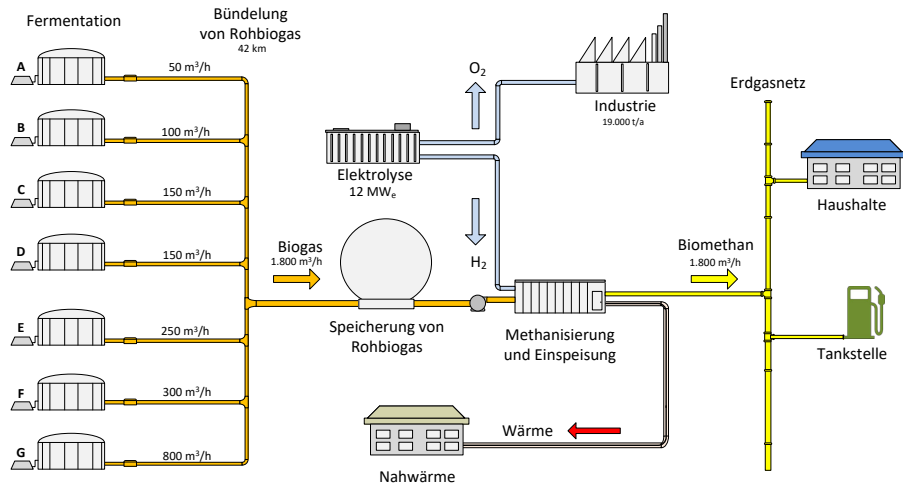


Abb. 1: Einbindung von sieben Biogasanlagen mit anschließender Methanisierung von Biogas. Biomethan wird in das Erdgasnetz eingespeist; Sauerstoff aus der Elektrolyse und Wärme aus der Methanisierung werden vermarktet. (© IMM)

Die für die technische und wirtschaftliche Bewertung erforderliche Massen- und Energiebilanz des gesamten Prozesses wird mithilfe der Software ProSim durchgeführt. Besonderes Augenmerk wird dabei auf die Analyse der durch den Methanisierungsprozess erzeugten Wärme und ihre jeweiligen Temperaturniveaus gelegt (Abb. 2 und 3).

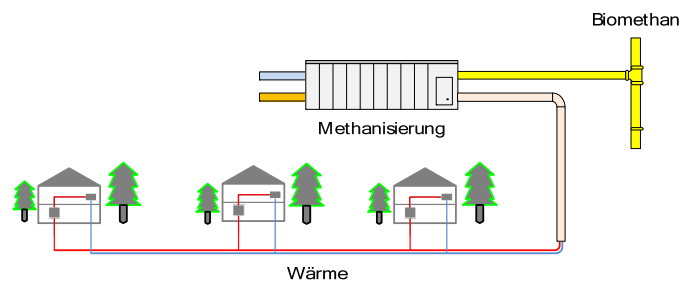


Abb. 2: Wärmeversorgung für ein Fernwärmenetz aus der Methanisierung von Biogas (© IMM)

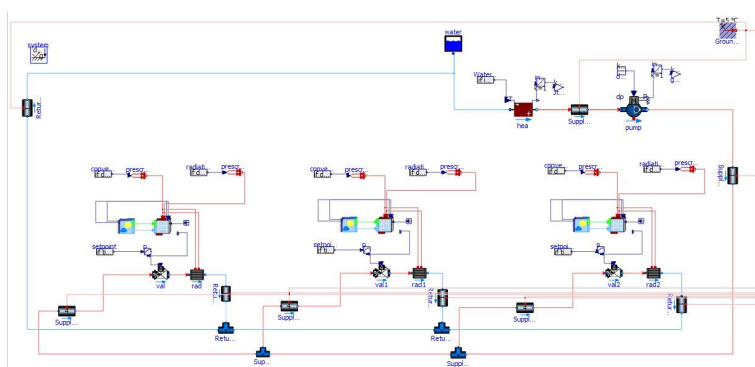


Abb. 3: Modelica-basiertes Modell zur Analyse eines Fernwärmenetzes (wie in Abb. 2 dargestellt), das Wärme aus der Methanisierung aus Biogas einsetzt (© IMM)

Zusätzlich wird der Wärmebedarf aus dem Fernwärmenetz mithilfe von Modelica und von Bibliotheken zur Modellierung von Gebäuden und Verrohrung (Piping) analysiert (Steedman 2022, Stock et al. 2023) (Abb. 3). Darüber hinaus wird ein Wärmespeichersystem vorgeschlagen, das Schmelzsalze zur temporären Speicherung der aus der Biogasmethanisierung gewonnenen Wärme nutzt.

3 Fazit

Die Prozessanalyse zeigt ein Wärmepotenzial von 2,6 MW thermisch. Spezifische Anforderungen des Methanisierungsprozesses ermöglichen jedoch eine effektive Nutzung von nur 1,7 MW thermisch. Die Wärme kann in ein Fernwärmenetz eingespeist werden. Wie zu erwarten, weist der Wärmebedarf sowohl tageszeitlich als auch saisonal eine hohe Variabilität auf. Die dynamische Modellierung des Netzes ermöglicht die Bewertung verschiedener Wärmenutzungsszenarien, was besonders für die Abschätzung der Energieeffizienz von Wärmenetzen der neuen Generation (vierte und fünfte Generation) nützlich ist, bei denen der Schwerpunkt sowohl auf der Nutzung von Niedertemperatur-Wärmequellen als auch auf dem Betrieb von Niedertemperatur-Wärmenetzen liegt.

Literatur

- Bidart, C.; Wichert, M.; Kolb, G. (2023): Ökonomische Analyse der Einbindung mehrerer Biogasanlagen: Vergleich von Biogasaufbereitung und direkter Methanisierung. FNR/KTBL-Kongress, 11. und 12.09.2023, Bonn, Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven, Darmstadt, KTBL
- Neuberg, S.; Pennemann, H.; Shanmugam, V.; Thiermann, R.; Zapf, R.; Gac, W.; Greluk, M.; Zawadzki, W.; Kolb, G. (2019): CO₂ Methanation in Microstructured Reactors – Catalyst Development and Process Design. Chemical Engineering & Technology 42(10), pp. 2076–2084
- Steedman, J. (2022): Dynamic Modelling with OpenModelica: Optimising Building Insulation. <https://www.theseus.fi/handle/10024/753289>, accessed 12.06.2025
- Stock, J.; Arjuna, F.; Xhonneux, A.; Müller, D. (2023): Modelling of waste heat integration into an existing district heating network operating at different supply temperatures. Smart Energy 10, p. 100104

Verändern Flexibilisierungserfahrung von Biogasanlagenbetreibern die Einstellung zur langfristigen flexiblen Fütterung?

SUSANNE UFER, CARSTEN HERBES

1 Einleitung

Durch den verstärkten Zubau von Photovoltaik und Windkraft ist die Fluktuation der Stromproduktion innerhalb des Tages-, Wochen- und Jahreszeitverlaufes stark gestiegen. Im Jahr 2024 betrug die Anzahl der Stunden mit negativen und schwachpositiven (kleiner gleich 2 ct/kWh) Strompreisen bereits 1.060 h (12,1 %) pro Jahr (Netztransparenz.de 2025). Mit dem Biomassepaket vom Januar 2025 steigen außerdem die Flexibilisierungsanforderungen an die Betreiber von Biogasanlagen u.a. durch die Begrenzung förderungsfähiger Betriebsviertelstunden und der Aussetzung der Marktprämie bei schwachpositiven Strompreisen weiter (Bundesregierung 2025). Das verstärkt die regulatorischen sowie ökonomischen Anreize, Biogas in Zukunft stärker flexibel bereitzustellen und bestehende Stromversorgungslücken zu füllen. Dafür kommt neben dem Zubau an Speicherkapazität der flexible Substrateinsatz (flexible Fütterung) in Betracht. Die bisherige Forschung zur flexiblen Fütterung ist stark naturwissenschaftlich geprägt und konzentriert sich oft auf die Gärbiologie. Die hier vorgestellte Studie untersucht dagegen die Herausforderungen der Betreiber über die Gärbiologie hinaus.

2 Methodik

Es wurde eine quantitative Umfrage unter Biogasanlagebetreibern auf Fachveranstaltungen in Präsenz (z.B. Biogas Convention Kassel 2024, Biogas Infotage Ulm 2025, Biogasfachtagung Thüringen 2025) und online vom 27.11.2024 bis 08.05.2025 durchgeführt (Studie läuft noch). Als langfristige flexible Fütterung wurde folgender Sachverhalt definiert: „Es ist auch möglich, dass Biogasanlagen längere Flexibilitätsleistungen anbieten [...]. Dazu muss [...] die Fütterung des Fermenters entsprechend angepasst werden. [...] Stellen Sie sich [...] bitte immer Folgendes vor: Ihre BHKWs werden im Laufe eines Monats mehrfach herauf- und heruntergefahren und stehen auch manchmal für Tage und zum Teil Wochen still, die Fütterung wird entsprechend für Tage und zum Teil Wochen ausgesetzt / heruntergefahren / heraufgefahren“. Die Auswertung erfolgte anhand statistischer Mittelwerttests in Abhängigkeit von der Normalverteilung der Variablen (parametrische, nicht parametrische Tests).

3 Ergebnisse

Tab. 1: Bereitschaft zur Investition in längerfristige flexible Fütterung (hellgrau) und Einschätzung der ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen (dunkelgrau) in Abhängigkeit von der Erfahrung mit Flexibilisierung (Gasspeicherung) und flexibler Fütterung

Anlagenbetreiber hat Erfahrung mit ...	Gasspeicherung + flexibler Fütterung			Nur Gasspeicherung			Nicht flexibilisiert		
	N	MW (SD)	sig.	N	MW (SD)	sig.	N	MW (SD)	sig.
Bereitschaft in längerfristige flexible Fütterung zu investieren	67	5,03 (1,89)	A	40	4,80 (1,81)	A,B	65	4,05 (1,85)	B
Es sind lukrative Zusatzeinnahmen möglich	63	5,22 (1,49)		42	5,02 (1,60)		62	4,61 (1,67)	
Die Kosten für die Umbaumaßnahmen wären vertretbar	64	4,44 (1,75)	A	37	3,97 (1,57)	A,B	61	3,56 (1,78)	B
Beitrag zur Stabilisierung des Systemstroms leistbar	64	6,16 (1,22)	A	41	5,68 (1,46)	A,B	63	4,84 (2,00)	B
Politische Rahmenbedingungen sind sicher	63	3,05 (1,82)		41	2,71 (1,82)		63	2,46 (1,75)	

MW = Mittelwert, SD = Standardabweichung, sig. A, B, C = Unterschiede sind statistisch signifikant, p-Niveau < 0,05, zweiseitiger Test mit Bonferroni-Korrektur, Mittelwerte basieren auf einer Likert-Skala mit 1 = stimme gar nicht zu, 7 = stimme voll zu

Tab. 2: Erwartungen gegenüber der längerfristigen flexiblen Fütterung in Bezug auf allgemeine (hellgrau) und fütterungsspezifische Herausforderungen (dunkelgrau) in Abhängigkeit von der Erfahrung mit Flexibilisierung (Gasspeicherung) und flexibler Fütterung

Anlagenbetreiber hat Erfahrung mit ...	Gasspeicherung + flexibler Fütterung			Nur Gasspeicherung			Nicht flexibilisiert		
Zusätzliche Herausforderungen durch ...	N	MW (SD)	sig.	N	MW (SD)	sig.	N	MW (SD)	sig.
Erhöhter Aufwand durch Start/Stopp wie Wartung/Reparatur	62	4,84 (1,76)	A	41	4,78 (1,64)	A	59	6,08 (1,13)	B
Probleme bei der Wärmeversorgung von Kunden	62	4,26 (2,02)	A	40	4,50 (1,88)	A	58	5,78 (1,81)	B
Probleme im Winter durch Stillstand wie z.B. Frosts Schäden	62	3,21 (2,11)	A	41	3,54 (1,78)	A	58	5,00 (1,98)	B
Mehrkosten, da Eigenstromversorgung nicht mehr gedeckt	60	3,50 (2,30)		38	3,47 (2,22)		60	4,07 (2,43)	
Probleme mit BlmschG bzw. Störfallverordnung	59	4,66 (2,32)		36	4,72 (1,83)		60	5,40 (1,90)	
Abnahmeverpflichtung/begrenzte Lagerungsmöglichkeiten	62	3,81 (1,88)		41	3,71 (1,97)		59	4,29 (2,10)	
Veränderte Arbeitsorganisation	62	3,69 (1,76)		41	3,78 (1,80)		60	4,43 (1,87)	
Probleme bei Gärbiologie	62	4,18 (1,69)	A	41	4,85 (1,61)	A,B	59	5,14 (1,78)	B
Verzögerte Gasproduktion	61	4,28 (1,59)	A	40	4,80 (1,65)	A,B	59	5,29 (1,63)	B
Komplexität der längerfristigen flexiblen Fütterung	62	4,65 (1,75)	A	41	4,54 (1,63)	A	59	5,56 (1,41)	B

MW = Mittelwert, SD = Standardabweichung, sig. A, B, C = Unterschiede sind statistisch signifikant, p-Niveau < 0,05, zweiseitiger Test mit Bonferroni-Korrektur, Mittelwerte basieren auf einer Likert-Skala mit 1 = stimme gar nicht zu, 7 = stimme voll zu

Insgesamt gaben 74 Anlagenbetreiber an, Erfahrung mit Gasspeicherung und flexibler Fütterung, 51 Erfahrung nur mit Gasspeicherung und 69 keine Flexibilisierungserfahrung zu haben (Stand 08.05.2025). Die durchschnittliche Anlagengröße liegt bei 669 (75–4.000) kWel.

4 Fazit

Bereitschaft und Rahmenbedingungen: Anlagenbetreiber äußern sich zu den befragten Rahmenbedingungen, außer zur politischen Sicherheit, sowie der Bereitschaft in eine Flexibilisierung mit längerfristiger flexibler Fütterung zu investieren stark zustimmend (Mittelwert > 3,5); Anlagenbetreiber mit gleichzeitiger Erfahrung in Gasspeicherung und flexibler Fütterung bewerten dabei grundsätzlich zustimmender als Anlagebetreiber ohne jegliche Flexibilisierungserfahrung (Tab. 1). Erfahrung mit Gasspeicherung und flexibler Fütterung scheint also die Absicht, mittels längerfristiger Fütterungsanpassung zu flexibilisieren, zu fördern.

Zusätzliche Herausforderungen (HF): Anlagenbetreiber sehen die meisten HF als stark auf die eigene Anlage zutreffend (Mittelwert > 3,5); Anlagenbetreiber mit Erfahrung in Gasspeicherung bewerten allgemeine (hellgrau) HF, Anlagenbetreiber mit gleichzeitiger Erfahrung in Gasspeicherung und flexibler Fütterung allgemeine (hellgrau) und fütterungsspezifische (dunkelgrau) HF dabei grundsätzlich als für sich weniger zutreffend (Tab. 2). Erfahrung mit Gasspeicherung sowie mit flexibler Fütterung scheinen also einen positiveren Blick auf die Herausforderungen zu fördern.

Literatur

Bundesregierung (2025): Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zur Flexibilisierung von Biogasanlagen und Sicherung der Anschlussförderung (BGBl. 2025 I Nr. 52) (sog. Biomasse-Paket). Das Gesetz wurde am 24. Februar 2025 im Bundesgesetzblatt verkündet und tritt am Tag nach der Verkündung in Kraft

Netztransparenz.de (2025): Spotmarktpreis nach § 3 Nr. 42a EEG. <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/Marktpr%C3%A4mie/Spotmarktpreis-nach-3-Nr-42a-EEG>, Zugriff am 31.07.2025

Förderhinweis

Die Studie wurde vom Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat über den Projektträger Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) im Rahmen des Verbundvorhabens: Prozessstabilität bei Vergärung leicht abbaubarer Substrate als Baustein für flexible Biogas-Produktion (Las-Flex, ehem. HydroFoam, FKZ: 2220NR310C) gefördert.

Irrwege der Umsetzung der Nachhaltigkeitszertifizierung in Österreich

FLORIAN BRUNNER, BERNHARD STÜRMER

1 Einleitung

Die Umsetzung der Renewable Energy Directive (RED II) in nationales Recht hat die Anforderungen an Biogasanlagenbetreiber in Österreich massiv verändert. Während früher nur Biokraftstoffe im Verkehrsbereich den Nachhaltigkeitsanforderungen unterlagen, gelten diese nun auch für gasförmige Biomasse-Brennstoffe im Strom- und Wärmesektor. Durch die RED III werden die Anforderungen nochmals verschärft und ausgeweitet. Somit steigt auch die Zahl jener Biogasanlagen, die künftig Nachhaltigkeitszertifizierungen nachweisen müssen, um weiterhin förderfähig zu bleiben oder in Zielerrechnungen zu gelangen.

Die praktische Umsetzung dieser Anforderungen erweist sich jedoch als deutlich komplexer als ursprünglich angenommen. Der vorliegende Beitrag beschreibt wesentliche strukturelle Schwächen und „Irrwege“ in der aktuellen Umsetzungspraxis in Österreich. Basierend auf Erfahrungen aus der Branche werden Lösungsvorschläge formuliert, die zu einer Vereinfachung der Nachhaltigkeitsnachweise führen sollen.

2 Herausforderungen in der Praxis

2.1 Irrweg AACCS – ein nationales System ohne Mehrwert für die Biogasbranche

Das „Austrian Agricultural Certification Scheme“ (AACCS) wurde ursprünglich eingeführt, um landwirtschaftliche Biomasse aus Österreich im Rahmen der Nachhaltigkeitszertifizierung mit möglichst wenig Zusatzaufwand dokumentieren zu können. Die Idee: Durch die jährlichen Agrarmarkt-Austria(AMA)-Kontrollen im Rahmen der Gemeinsamen Agrarpolitik (GAP) sei eine zusätzliche Prüfung durch freiwillige Zertifizierungssysteme überflüssig. In der Praxis zeigte sich jedoch: Das AACCS beschränkt sich auf bestimmte Rohstoffe und ist für Biogasanlagen, die regelmäßig auch Reststoffe oder Wirtschaftsdünger einsetzen, kaum verwendbar.

Zudem akzeptieren viele Zertifizierungsstellen die AACCS-Dokumente nicht ohne Weiteres, weshalb ohnehin auf die Systemdokumente von anderen freiwilligen Zertifizierungssystemen (z. B. SURE, REDcert) zurückgegriffen wird. In Folge werden die AMA-kontrollierten landwirtschaftlichen Betriebe zusätzlich auch noch von Auditoren der Zertifizierungsstellen geprüft – der erhoffte Nutzen des AACCS verpufft.

2.2 Irrweg fehlende Registerlösung für Biomethan

Biogasanlagen, die ihr Biogas zu Biomethan aufbereiten und in das öffentliche Gasnetz einspeisen, hängen in der aktuellen Registerlandschaft in der Luft. Während für die Erzeugung erneuerbaren Stroms oder erneuerbarer Wärme das Biomasseenergie-Nachhaltigkeits(BMEN)-Register zuständig ist und für Biokraftstoffe das Elektronische-Nachhaltigkeitsnachweis(eINA)-Register, existiert keine definierte Registerlösung für Biomethan. Produzenten wissen häufig nicht, ob ihr Produkt später zur Stromerzeugung, Wärmegegewinnung oder als Kraftstoff genutzt wird – ein Transfer der Nachhaltigkeitsnachweise ist bislang nicht systematisch möglich.

Aus dieser Lücke heraus hat die Regulierungsbehörde E-Control die Ausstellung von Nachhaltigkeitsnachweisen im Herkunftsnachweisregister ermöglicht. Dieser Ansatz ist zwar innovativ, aber mangels Schnittstellen zu eINA, BMEN oder EU-Systemen nur eingeschränkt praktikabel.

2.3 Schnittstellenprobleme und Systemfragmentierung

Ein zentrales Hindernis ist das Fehlen technischer und organisatorischer Schnittstellen zwischen bestehenden Systemen. Das EDM-System (Elektronisches Datenmanagement) enthält alle relevanten Daten zur Art, Menge, Herkunft und Verwertung von in Österreich eingesetzten Abfällen. Dennoch müssen dieselben Informationen zusätzlich manuell im BMEN- oder eINA-Register von den Wirtschaftsteilnehmern eingetragen werden – ein klarer Fall vermeidbarer Doppelarbeit.

Auch zwischen den nationalen Registern und der Unionsdatenbank auf EU-Ebene existieren bislang keine automatisierten Verbindungen. Damit steigt nicht nur der Aufwand für Betriebe, sondern es entstehen Unsicherheiten bei der Rückverfolgbarkeit und der rechtskonformen Datenführung.

2.4 Vereinfachungspotenzial bei Mengenmeldungen und THG-Berechnungen

Ein weiterer praxisrelevanter Kritikpunkt betrifft die mangelnde Harmonisierung von Mengenmeldungen: Anlagenbetreiber müssen vergleichbare Daten mehrfach aufbereiten – für die EDM-Abfallbilanz, Quartalsmeldungen im Registersystem (BMEN/eINA), die Zertifizierungsstelle und künftig auch für die Unionsdatenbank. Unterschiedliche Substratlisten, Mengeneinheiten (z. B. Frischmasse, Trockenmasse, GJ) und Zeiträume erschweren eine effiziente Datenverarbeitung. Eine vereinheitlichte Melde- und Datenstruktur würde nicht nur Zeit sparen, sondern auch die Fehleranfälligkeit verringern.

Auch bei der Berechnung der Treibhausgaseinsparung gibt es erheblichen Verbesserungsbedarf. In Österreich stehen für die THG-Bilanzierung derzeit nur wenige NUTS2-Standardwerte (z. B. für Mais, Getreide) zur Verfügung. Für zahlreiche in Biogasanlagen eingesetzte Kulturen – wie Zwischenfrüchte, Gräser, Silphie, Hirse oder Biodiversitätsflächen – fehlen jedoch diese vereinfachten Standardwerte. Betreiber müssen daher eigene Berechnungen anstellen oder Studien beauftragen. Dies macht die Zertifizierung teurer, fehleranfälliger und schwerer vergleichbar. Die Erweiterung des NUTS2-Katalogs wäre ein einfacher Hebel zur Entbürokratisierung.

3 Fazit

Die österreichische Umsetzung der RED-II-Nachhaltigkeitsanforderungen im Biogassektor weist mehrere strukturelle Schwächen auf: ineffektive nationale Sonderlösungen wie das AACS, fehlende Registerlösungen für Biomethan, mangelnde digitale Schnittstellen und aufwendige Datenmeldungen. Um die Nachhaltigkeitszertifizierung praxistauglich zu gestalten, sind folgende Maßnahmen dringend erforderlich:

- Schaffung eines zentralen Registers oder interoperabler Register mit klarer Zuständigkeit für Biomethan
- Aufbau automatisierter Schnittstellen zwischen EDM, BMEN/eINA, dem Herkunftsnachweisregister und der Unionsdatenbank
- Harmonisierung der Meldeformate (Substratlisten, Einheiten, Fristen)
- Erweiterung der NUTS2-Standardwerte für alle gängigen Substrate im Biogassektor

Nur durch diese Schritte kann eine rechtskonforme, praktikable und bürokratiearme Umsetzung der Nachhaltigkeitsanforderungen für Biogasanlagen gelingen.

Online-Planungshilfe für Weiterbetriebsoptionen von landwirtschaftlichen Biogasanlagen

MARK PATERSON, URSULA ROTH, BERND WIRTH

1 Einleitung

Die schrittweise Umstellung der Energiegewinnung hin zu erneuerbaren Energiequellen ist eine notwendige Aufgabe in den nächsten Jahrzehnten. Biogasanlagen spielen in dieser Transformation eine wichtige Rolle für Deutschland, da sie bereits heute wichtige Funktionen bei der Bereitstellung von regenerativer Energie, aber auch durch weitere Systemdienstleistungen erfüllen. Die Grundlage für diese Entwicklung der Biogasproduktion und -nutzung legt das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das in seinen Fassungen von 2000 bis 2012 eine feste Einspeisevergütung für Neuanlagen über einen Zeitraum von 20 Jahren garantierte. Mit dem Ablauf dieser ersten EEG-Förderperiode stellen sich zahlreiche Betreibende nun die Frage, wie sie mit ihrer Anlage weiterhin rentabel regenerative Energie produzieren können (Stichwort Post-EEG).

Die kostenfreie Web-Anwendung „Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas (Bestandsanlage)“ des Kuratoriums für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL) ermöglicht die Identifikation von möglichen Weiterbetriebsoptionen für landwirtschaftliche Biogasanlagen und dient somit als erste Planungshilfe für Betreibende und Beratende.

2 Datengrundlage und betrachtete Verwertungspfade

Ziel der Web-Anwendung ist es, den Anwendenden in die Lage zu versetzen, eine individuelle Biogasanlage über die Eingabe der eingesetzten Substrate und Substratmengen sowie der Auswahl der verbauten Anlagenkomponenten abzubilden, um dann den bisherigen Verwertungspfad der Anlage (i. d. R. einfache Vor-Ort-Verstromung) durch eine Erweiterung oder Neuausrichtung als mögliche Weiterbetriebsoptionen zu prüfen.



Abb. 1: Startseite der KTBL-Web-Anwendung für Biogas-Bestandsanlagen (© KTBL)

Für die techno-ökonomische Modellierung der Bestandsbiogasanlage dienen die Daten der ausgewählten Anlagenteile und Komponenten sowie die für den Gesamtprozess notwendigen Kennzahlen, die der KTBL-Datenbank entnommen werden. Zum Teil können individuelle Betriebsangaben in den Angaben berücksichtigt werden.

Folgende Weiterbetriebsoption (Geschäftsfelder) sind vom Nutzenden auswählbar:

- **Flexibilisierung (KWK)**
Nachträgliche Flexibilisierung der Vor-Ort-Verstromung mit Mehrfachüberbauung unter Berücksichtigung einer Wärmeauskopplung, die vereinfacht oder detailliert ausgelegt werden kann. Das Modul erlaubt die Auswahl einer Biogasleitung mit Satelliten-BHKW.
- **Biomethan zur Einspeisung**
Darstellung der Biomethanproduktion mit allen gängige Aufbereitungsverfahren und die Einspeisung in das Erdgasnetz. Das erzeugte Rohgas wird komplett dem Biogasaufbereitungsprozess zugeführt.
- **Biomethan zur Kraftstoffbereitstellung**
Darstellung der Biomethanproduktion zur Produktion von Bio-CNG oder Bio-LNG in Kombination mit der entsprechenden Tankstellentechnik. Die Biomethaneinspeisung kann optional im Konzept berücksichtigt werden. Eine gesonderte THG-Bewertung für den Kraftstoffmarkt wird angeboten.
- **Biogasanlagen-Cluster**
Abbildung einer Rohgasbündelung von bis zu 5 Biogasanlagen über Mikrogasleitungen zu einer zentralen Biomethanaufbereitung. Als Verwertungspfad kann zwischen der Einspeisung in das Erdgasnetz oder der Kraftstoffbereitstellung über Tankstellen ausgewählt werden. Eine gesonderte THG-Bewertung für den Kraftstoffmarkt wird angeboten.

Als Ergebnis der Berechnungen werden anlagenspezifische Kennzahlen wie Investitionsbedarf, jährliche Kosten, Arbeitszeitbedarf und -kosten, Strom- bzw. Biomethangestehungskosten sowie der zu erwartende kalkulatorischer Gewinnbeitrag für die ausgewählte Weiterbetriebsoption ausgewiesen.

Anwendung

Die Web-Anwendung steht auf der Homepage des KTBL (www.ktbl.de) sowie dem Post-EEG-Fachportal „Zukunft Biogas“ (www.zukunftbiogas.de) kostenfrei zur Verfügung. Mit der Kraftstoff- sowie Cluster-Erweiterung ist ab Herbst 2025 zu rechnen.

Förderhinweis

Unser Dank geht an die Kollegen des Teams IT für die technische Umsetzung sowie an die Projektpartner der Verbundprojekte TRANSBIO (FKZ: 2220NR128 A-D) und BOKRAFT (FKZ: 2220NR280 A-C) für die konstruktive und kollegiale Zusammenarbeit.

Die Erstellung und Erweiterung der Web-Anwendung durch das KTBL erfolgte aus Fördermitteln des Bundesministeriums Landwirtschaft, Ernährung und Heimat (BMLEH) aufgrund eines Beschlusses des deutschen Bundestages und über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR).

Einbeziehung der Bestandsbiogasanlage in das Energiemanagementsystem für das Lehr- und Versuchsgut Köllitsch

KRISTIN BOBLENZ, MARIA KUCKA, DIRK RABE, STEFAN MÜLLER, ONDREJ KUNZE

1 Einleitung

Das Lehr- und Versuchsgut Köllitsch (LVG) ist für Sachsen der zentrale Standort für die Durchführung der überbetrieblichen Ausbildung für landwirtschaftliche Ausbildungsberufe und für die Fort- und Weiterbildung von landwirtschaftlichen Praktikern, Beratern und Studenten. Darüber hinaus dient das LVG der Durchführung von Versuchen und Erprobungen, sowie der Demonstration einer nachhaltigen und umweltgerechten Landwirtschaft. Der Schwerpunkt des Betriebs liegt auf Ackerbau, Rinder-, Schweine- und Schafhaltung.

Im FuE-Projekt „Erarbeitung eines Gesamtkonzeptes zur Implementierung eines autonomen Energiemanagementsystems am Lehr- und Versuchsgut Köllitsch – EMS-Projekt“ (BEDM Green GmbH, FI Freiberg Institut GmbH 2025) wurden die Grundlagen für ein Energiemanagementsystem erarbeitet. Alle Energie erzeugenden und verbrauchenden Anlagen, so z. B. die Agri-Photovoltaikanlage, aber auch die Biogasanlage, werden darin zwecks eines optimierten Energiemanagements (Lastmanagement, Eigenstromverbrauch usw.) vernetzt.

2 Die veränderte Rolle der Bestandsbiogasanlage am LVG Köllitsch

2.1 Ausgangslage

Die Biogasanlage des Lehr- und Versuchsgutes Köllitsch (Fermentervolumen 1.250 m³, Gas-Otto-Motor-BHKW, installierte Leistung 104 kWel, mesophiler Betrieb, 90 % Wirtschaftsdüngeranteil am Substratmix) dient der Lehre und Forschung im Rahmen der Aufgaben des LVG. Seit der Inbetriebnahme im Jahr 2009 wurden u. a. verschiedenste Substrate im Praxiseinsatz getestet oder auch die Auswirkungen eines flexiblen Fütterungsregimes (Barchmann et al. 2021) untersucht. Darüber hinaus ist sie fester Bestandteil der überbetrieblichen Ausbildung und der Betreiberqualifikation unter dem Dach des Schulungsverbundes Biogas.

Zurzeit wird die Biogasanlage ausschließlich kontinuierlich betrieben und speist 100 % der erzeugten Elektroenergie in das öffentliche Stromnetz ein. Nach Auslaufen des EEG-Vergütungszeitraumes Ende 2029 wird eine solche Nutzungsform nicht mehr wirtschaftlich sein. Aus diesem Grund wurde neben der Integration der geplanten Agri-PV-Anlage (460 kWp) eine angepasste Betriebsweise der Bestandsbiogasanlage in der Konzeptstudie zum Energiemanagementsystem betrachtet.

2.2 Randbedingungen

Die Biogaserzeugung ist Teil der Ausbildungsinhalte und soll am Standort erhalten bleiben. Folgende Investitionen sind in den nächsten Jahren dafür erforderlich:

- Rückbau des aus mit Emaille beschichteten Stahlplatten bestehenden Fermenters und Ersatz durch einen Fermenter in Stahlbetonbauweise entsprechend dem Stand der Technik
- Vergrößerung des Gärrestlagervolumens, inklusive vollständige gasdichte Abdeckung zur Vermeidung von N-Immissionen in ein nahegelegenes Naturschutzgebiet
- Ersatzbeschaffung des BHKWs

Außerdem bestehen folgende Randbedingungen:

- Wirtschaftsdünger bleiben mengenmäßig der Hauptanteil des Substrats.
- Die Biogasanlage ist ein wesentlicher Teil des Wärmeversorgungskonzepts am Standort.
- Aufgrund des Tierbestandes besteht ein Bedarf an verlässlicher Notstromversorgung.

2.3 Die Rolle der BGA innerhalb des geplanten Energiemanagementsystems

Aufgrund der erforderlichen Investitionen und der weiteren Randbedingungen wurden folgende konzeptionellen Überlegungen für den Weiterbetrieb der Biogasanlage und die Einbeziehung in das geplante Energiemanagementsystem angestellt:

- Durch die erforderlichen Investitionen ist die Einstufung als Neuanlage im Sinne des EEG möglich.
- Der hohe Wirtschaftsdüngeranteil ermöglicht eine Einstufung als Güllekleinanlage im Sinne des EEG (installierte Leistung maximal 150 kW_{el}).
- Durch die Anschaffung eines Insel- und schwarzstartfähigen BHKWs als Ersatzinvestition kann die Notstromversorgung des Tierhaltungsbereiches ohne fossile Brennstoffe gewährleistet werden.
- Bei einer Erhöhung der installierten BHKW-Leistung auf 150 kW (el) besteht die Möglichkeit zur flexiblen Fahrweise des BHKWs für Eigenbedarfsdeckung und Direktvermarktung.
- Die erforderliche gasdichte Abdeckung der Gärrestelager ermöglicht ein hohes Gasspeichervolumen.
- Aus dem Projekt GAZELLE (Barchmann et al. 2021) ist bekannt, dass der Betrieb unter tageszeitlich (oder jahreszeitlich) schwankender Fütterung und die entsprechend schwankende Gaserzeugung realisierbar sind. Diese flexible Betriebsweise soll entsprechend des Eigenenergiebedarfs und der Anforderungen der Direktvermarktung im Rahmen des EMS umgesetzt werden.

3 Fazit

Die konzeptionellen Überlegungen zum Weiterbetrieb der Bestandsbiogasanlage am LVG Köllitsch haben ergeben, dass ein hoch flexibler und an den Eigenstrombedarf des Tierhaltungsbereiches angepasster Betrieb der Biogasanlage realisierbar ist. So wird aus der aktuell kontinuierlich betriebenen EEG-Einspeisanlage ein wichtiger Bestandteil des geplanten Energie-Monitoring- und -Lastmanagementsystems, der die verlässliche Versorgung des Lehr- und Versuchsgutes mit regenerativer Energie sicherstellt.

Literatur

BEDM Green GmbH, FI Freiberg Institut GmbH (2025): Bericht zur Vorstudie: Integration eines Energiemanagementsystems am LVG Köllitsch. Endbericht, Friedberg/Freiberg, unveröffentlicht

Barchmann, T.; Dotzauer, M.; Hofmann, J.; Krebs, C.; Rensberg, N.; Kretzschmar, J.; Mauky, E.; Müller, U.; Weinrich, S.; Winkler, M. (2021): Ganzheitliche Regelung von Biogasanlagen zur Flexibilisierung und energetischen Optimierung – GAZELLE. Endbericht, Leipzig

Förderhinweis

Dieses Projekt wurde realisiert mit Haushaltsmitteln des Landes Sachsen

LANDESAMT FÜR UMWELT,
LANDWIRTSCHAFT
UND GEOLOGIE



Freistaat
SACHSEN

i²-Sens – Prozessüberlastungen im lastflexiblen Betrieb von Biogasanlagen erkennen und vorhersagen

LEONI NEUBAUER, ANDREAS LEMMER

1 Einleitung

Das Projekt i²-Sens widmet sich der Entwicklung innovativer Sensorsysteme zur Sicherstellung der biologischen Prozessstabilität beim lastflexiblen Betrieb von Biogasanlagen. Ziel ist es, die Biogasproduktion bedarfsorientiert zu gestalten und damit einen Beitrag zur stabilen Energieversorgung aus erneuerbaren Quellen zu leisten. Traditionell arbeiten Biogasanlagen im kontinuierlichen Betrieb, was jedoch den Anforderungen einer flexiblen Stromproduktion nicht gerecht wird. i²-Sens verfolgt daher einen Ansatz, der eine Anpassung der Biogasproduktion an den schwankenden Energiebedarf ermöglicht. Dies erfordert eine präzise Überwachung und Steuerung der biologischen Prozesse innerhalb der Anlagen.

2 Frühindikatoren für Instabilitäten: ein datenbasierter Ansatz

2.1 Prozessinstabilitäten im Laborfermenter

Im Rahmen dieses Projekts wurden Frühwarnindikatoren für Prozessinstabilitäten in Biogasanlagen unter lastflexiblem Betrieb untersucht, ausschließlich basierend auf Gasphasenparametern wie Methan (CH₄), Kohlenstoffdioxid (CO₂), Wasserstoff (H₂) und Gasvolumen. In Laborversuchen mit sechs Festbettfermentern und unterschiedlichen organischen Beladungsraten zeigte sich, dass eine erhöhte Schwankung der Gaszusammensetzung frühe Anzeichen von Instabilität liefert. Mittels Machine Learning (SVM, Random Forest, MLP) konnten stabile und instabile Betriebszustände mit bis zu 80 % Genauigkeit unterschieden werden. Der Ansatz bietet eine kostengünstige, schnelle Alternative zu herkömmlichen Methoden (z. B. FOS/TAC), ohne aufwändige Substratanalysen und mit hoher zeitlicher Auflösung (Neubauer et al. 2025).

2.2 Prozessinstabilitäten in der Praxisanlage

Der Ansatz wurde erfolgreich auf eine Praxisbiogasanlage übertragen. Dort wurde die Methode an zwei baugleichen Fermentern (CSTR) angewendet. Auch dort konnten mithilfe der vielversprechendsten Modelle aus dem Laborbetrieb Betriebszustände mit geringem spezifischem Methanertrag erkannt werden, mit einer Genauigkeit von rund 77 %.

Zur Entwicklung und Validierung des Klassifikationsmodells wurden insgesamt 155 Fütterungsereignisse aus dem lastflexiblen Betrieb herangezogen (Abb. 1). Der Random-Forest-Algorithmus wurde eingesetzt, da er sich in den vorangegangenen Laborversuchen als besonders leistungsfähig erwiesen hatte. Im Rahmen eines Hyperparametertunings wurden die optimalen Modellparameter bestimmt, um die Klassifikationsleistung zu maximieren. Anschließend erfolgte eine Validierung mittels 5-facher Kreuzvalidierung, um die Generalisierbarkeit des Modells sicherzustellen. Die erzielten Ergebnisse sind in Tabelle 1 dargestellt.

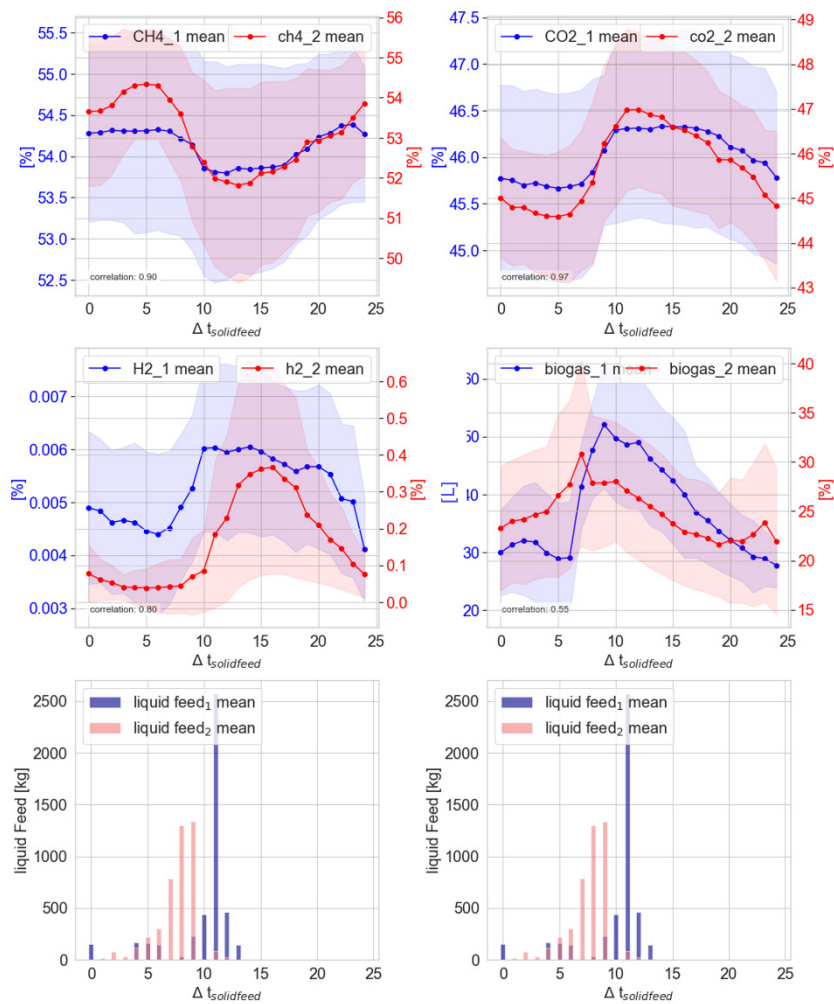


Abb. 1: Änderung der Zusammensetzung der Gasphase nach einem Fütterungsereignis in der Praxisanlage. In rot und blau sind zwei verschiedene, baugleiche Fermenter dargestellt. Es wurde über alle Fütterungsereignisse gemittelt, die Standardabweichung in hellerem Farbton gekennzeichnet.

Tab.1: Ergebnisse der Detektion von Zuständen mit geringem spezifischem Methanertrag in der Praxisanlage

	Accuracy	Precision	Recall	F1	ROC-AUC
Random Forest	0,774	0,823	0,616	0,689	0,864

3 Fazit

Die Ergebnisse zeigen, dass der vorgestellte datenbasierte Ansatz auf Gasphasenbasis sowohl unter Laborbedingungen als auch im großtechnischen Maßstab zuverlässig zwischen stabilen und instabilen Betriebszuständen in Biogasanlagen unterscheiden kann. Besonders hervorzuheben ist die erfolgreiche Übertragbarkeit auf eine Praxisanlage mit einem abweichenden Fermentertyp. Aufgrund der ausschließlichen Nutzung kontinuierlich messbarer Gasphasenparameter ist die Methode mehrfach täglich anwendbar und eignet sich somit ideal für den lastflexiblen Betrieb, ohne zeit- und kostenintensive Substratanalysen.

Literatur

Neubauer, L.; Krümpel, J.; Khan, M. T.; Lemmer, A. (2025). Predicting anaerobic digestion stability in load-flexible operation using gas phase indicators and classification algorithms. *Bioresource Technology* 429, <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2025.132508>

Förderhinweis

Das Projekt i²-Sens: Entwicklung innovativer und intelligenter Sensorsysteme zur Gewährleistung der biologischen Prozessstabilität beim lastflexiblen Betrieb von Biogasanlagen wird von August 2021 bis August 2025 vom Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat über den Projektträger Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe gefördert (FKZ: 2220NR092A-B).

Untersuchung von begasten Rührreaktoren mit Sensorpartikeln

LUKAS BUNTKEI, SARA MARCHINI, SEBASTIAN REINECKE

1 Einleitung

Zur optimalen Ausnutzung des Volumens von industriellen Prozessbehältern, wie z. B. Biogasfermentern oder Abwasserbehandlungsanlagen, ist eine orts aufgelöste Messung von Strömung und Prozessparametern nötig. Für diese Anwendungen werden am Helmholtz-Zentrum Dresden-Rossendorf (HZDR) strömungsfolgende Sensoren, sogenannte Lagrangian Sensor Particles LSP, entwickelt (Abb. 1). Die LSPs werden dem Behälter zugegeben und bewegen sich frei mit der Strömung, während sie ihre Tauchtiefe (über den hydrostatischen Druck) und Bewegung, sowie elektrische Leitfähigkeit und Temperatur messen. Da in der Praxis viele Prozesse einen Gasanteil aufweisen oder sogar mehrphasig sind, werden im Folgenden erste Ergebnisse aus einem begasten Rührbehälter vorgestellt.

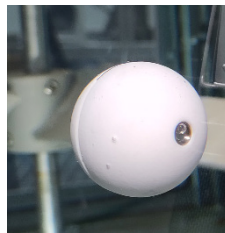


Abb. 1: Sensorpartikel im Messeinsatz (© L. Buntkiel)

2 Messtechnik Lagrangian Sensor Particles

Die LSPs haben einen Durchmesser von 40 mm bei einem Gewicht von ca. 33 g. Die beiden Halbschalen des LSPs lassen sich auseinanderdrehen und ermöglichen so eine Anpassung ihrer Dichte an die Dichte des Fluids. Die Tauchtiefe wird zur Berechnung der axialen Aufenthaltsdichte und des axialen Geschwindigkeitsprofils, sowie zur Bestimmung von Zirkulationszeiten und verschiedenen Mischzonen im Reaktor genutzt (Hofmann et al. 2025).

3 Vermessung eines begasten Rührreaktors

Der Reaktor hat ein Arbeitsvolumen von 1.400 L und ein Höhe-zu-Durchmesser-Verhältnis von 0,49. Als Rührwerk kommt ein 3-blättriger Schrägblattrührer bei einer Drehzahl von 73,6 U/min zum Einsatz. Unterhalb des Rührwerks sind zwei Tellerbegaser mit einem Durchmesser von 27,6 cm angebracht. Der Massenstrom betrug 100 NI/min. Es wurden 5 verschiedene Regime gefahren: Begaser und Rührwerk einzeln, sowie Rührwerk ab- und aufwärtspumpend mit Begasung. In jedem Regime betrug die Messzeit 30 min. Die Ergebnisse sind in Abbildung 2 dargestellt.

Im reinen Begaserbetrieb hält sich der LSP deutlich häufiger im oberen Behälterbereich auf und das gleichmäßig ab einer Höhe von ca. 0,5. Wird der Rührer im Aufwärtsbetrieb dazu geschaltet, verschiebt sich die Aufenthaltsdichte zu einem eher gewölbten Profil mit einem Maximum im Bereich der normierten Reaktorhöhe von 0,6. Dies lässt sich durch den zusätzlichen Energieeintrag des Rührwerks erklären, das eine deutlich stärkere Umlenkströmung an der Fluidoberfläche erzeugt. Die deutlichste Veränderung zeigt sich bei Begasung und einem abwärts gerichteten Rührerstrahl. Die Aufenthaltsdichte liegt im Bereich der Reaktorhöhe zwischen 0,7 und 0,15 bei ungefähr 1. Eine Häufung findet sich unterhalb des Begasers, was sich durch eine Totzone unterhalb des Begasers erklären lässt. Das Profil des reinen Abwärtsbetriebs ohne Begasung ähnelt dem des Betriebs mit aufwärtsgerichteten Rührerstrahl.

Im reinen Begaserbetrieb bildet sich ab einer Höhe von ca. 0,3 eine fast konstante Strömungsgeschwindigkeit von 0,075 m/s aus (Abb. 2, rechts). Im Vergleich wird mit dem Rührwerk eine mittlere Strömungsgeschwindigkeit von bis zu 0,18 m/s erreicht.

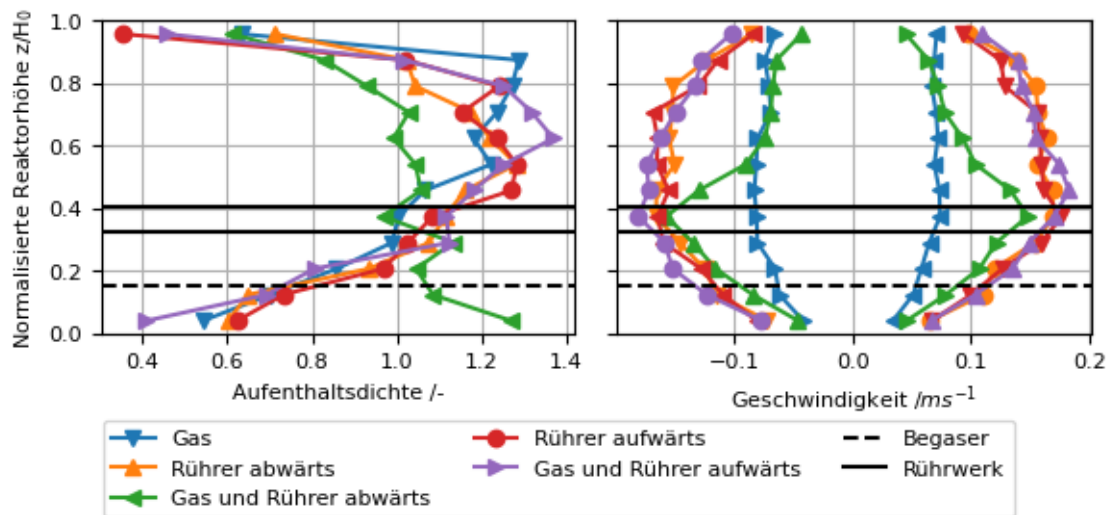


Abb. 2: Axiale Aufenthaltsdichte und Geschwindigkeitsprofil der verschiedenen Regime. Das Höhenprofil hat eine Auflösung von 6,3 cm. (© L. Buntkiel)

Im axialen Geschwindigkeitsprofil lässt sich fast kein Unterschied zwischen den Regimen Begasung und Rührer aufwärts sowie Rührer abwärts feststellen. Dies ist mit dem vergleichsweise starken Impulseintrag des Rührwerks gegenüber der gewählten Begasung mit 100 NI/min zu erklären. Im Regime Begasung und Rührwerk abwärts zeigt sich der durch die gegenläufige Strömungsrichtung von Rührerstrahl und Gasimpuls reduzierte Gesamtimpuls anhand der geringen Strömungsgeschwindigkeit. Im oberen Behälterbereich ab 0,6 dominiert die Begaserströmung, insbesondere in der Abwärtsströmung. Im unteren Drittel dominiert das Rührwerk mit einem Geschwindigkeitsmaximum auf der Höhe des Rührwerks.

4 Fazit

Die Untersuchung von begasten Rührkesseln mittels Sensorpartikel zeigt die Unterschiede zwischen den Betriebsregimen auf. Für einen optimalen Betrieb ist eine optimale Ausnutzung des Arbeitsvolumens von Interesse. Hier zeigt sich, dass der gegenläufige Betrieb die Aufenthaltswahrscheinlichkeit im unteren Behälterbereich deutlich erhöhen kann. Weitere Untersuchungen werden zeigen, ob und wie sich die Profile bei verschiedenen Drehzahlen und Masseströmen verschieben.

Literatur

Hofmann, S.; Rautenbach, R.; Buntkiel, L.; Brouwers, I. S.; Gaugler, L.; Barczyk, J.; Fitschen, J.; Reinecke, S. F.; Hoffmann, M.; Takors, R.; Hampel, U.; Schlüter, M. (2025): Lagrangian Sensor Particles for detecting hydrodynamic heterogeneities in industrial bioreactors: Experimental analysis and Lattice-Boltzmann simulations. Chemical Engineering Journal Advances, <https://doi.org/10.18419/DARUS-4529>

Förderhinweis

Teile der Arbeiten des HZDR sind vom Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat im Projekt SensOMix (FKZ 2219NR390) und im Projekt Neobio (FKZ 22032618), aus dem Impuls- und Vernetzungsfonds der Helmholtz-Gemeinschaft im Rahmen des Clean Water Technology Lab – Ein Helmholtz Innovation Lab (HIL-A02) sowie aus der EFRE Validierungsförderung im Projekt „FlowTracer“ gefördert.

Optimierung der zweistufigen anaeroben Vergärung von Gülle zur Steigerung der Biogasproduktion

MARIA ISABELLA LIMA GARÇÃO, ANDREAS LEMMER

1 Einleitung

Angesichts zunehmender Umweltprobleme und der Notwendigkeit, auf nachhaltige Energiequellen umzusteigen, gewinnt die Erforschung der Biogasproduktion weltweit an Bedeutung. Viele Länder suchen aktiv nach erneuerbaren Energiealternativen, um dem Klimawandel entgegenzuwirken und die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu verringern (Singh et al. 2023).

In den letzten Jahren hat der Einsatz von flüssiger Gülle in anaeroben Vergärungsanlagen deutlich zugenommen. Trotz einem hohen Gesamtgülleanfall in Deutschland reichen die anfallenden Mengen auf einzelnen Betrieben häufig nicht aus, um eine wirtschaftlich rentable Biogasproduktion zu ermöglichen. Der Großteil der Betriebe hat weniger als 100 Rinder, was es oft unmöglich macht, eine elektrische Leistung von 75 kW zu erreichen (Liebetrau et al. 2021). Diese kleinen Anlagen verursachen hohe spezifische Kosten, insbesondere wenn wasserreiche Substrate wie Gülle in einer traditionellen Fermentation unter Verwendung von kontinuierlichen Rührkesselreaktoren (CSTR) verwendet werden (Liebetrau et al. 2021, Xin et al. 2018).

Neue, zweistufige Vergärungskonzepte, bei denen unterschiedliche Reaktortypen kombiniert werden, können die notwendige hydraulische Verweilzeit deutlich reduzieren und somit höhere methanspezifische Erträge pro Reaktorvolumen ermöglichen.

Ziel dieses Vorhabens ist die Entwicklung und Optimierung eines neuartigen Verfahrens zur Biogasproduktion aus Gülle und Futterresten. Im Mittelpunkt steht die zweistufige, hocheffiziente Vergärung von Wirtschaftsdüngern mit dem doppelten Fokus auf Energiegewinnung und Reduktion landwirtschaftlicher Treibhausgasemissionen.

2 Pilotanlage

Das zweistufige Vergärungssystem besteht aus einem 10 m³ großen CSTR und einem 5 m³ großen Festbettreaktor (AF), der mit Füllmaterial mit einer spezifischen Oberfläche von 307 m²/m³ ausgestattet ist. Diese Struktur begünstigt die Biofilmbildung, steigert die mikrobielle Aktivität und erhöht dadurch das Biogaspotenzial. Beide Reaktoren sind über einen Kantenspaltfilter verbunden, der größere, nicht abgebaute Bestandteile zurückhält und in den CSTR rückführt.

Abbildung 1 zeigt den vereinfachten Ablauf des zweistufigen Verfahrens. In den ersten Reaktor, den CSTR, wird flüssige Gülle eingeleitet. Dort findet die Hydrolyse – also der erste Abbauschritt – statt. Das Gärprodukt aus dem CSTR durchläuft anschließend den Kantenspaltfilter: Die festen Bestandteile werden zurückgehalten und wieder dem CSTR zugeführt, während die flüssige Phase in einen Zwischentank (Tank 1 und Tank 2) geleitet wird.

Anschließend gelangt die Flüssigkeit von Tank 2 in den zweiten Reaktor, den AF, in dem die Methanogenese – die Bildung von Methan – erfolgt. Nach dem Verlassen des AF wird das Gärprodukt erneut in

einen Zwischentank (Tank 3) geführt und anschließend zurück in den CSTR geleitet, um einen vollständigen Abbau zu ermöglichen.

Biogasmenge und -qualität werden in beiden Reaktoren erfasst. Das im AF erzeugte Biogas wird zusätzlich in einer Methanisierungseinheit behandelt, wo CO_2 und Wasserstoff in Methan umgewandelt wird. Der gesamte Prozess wird durch Sensoren und ein automatisiertes Regelungssystem überwacht.

Die Pilotanlage wird am Versuchsbetrieb „Unterer Lindenhof“ in 72800 Eningen unter Achalm technisch umgesetzt.

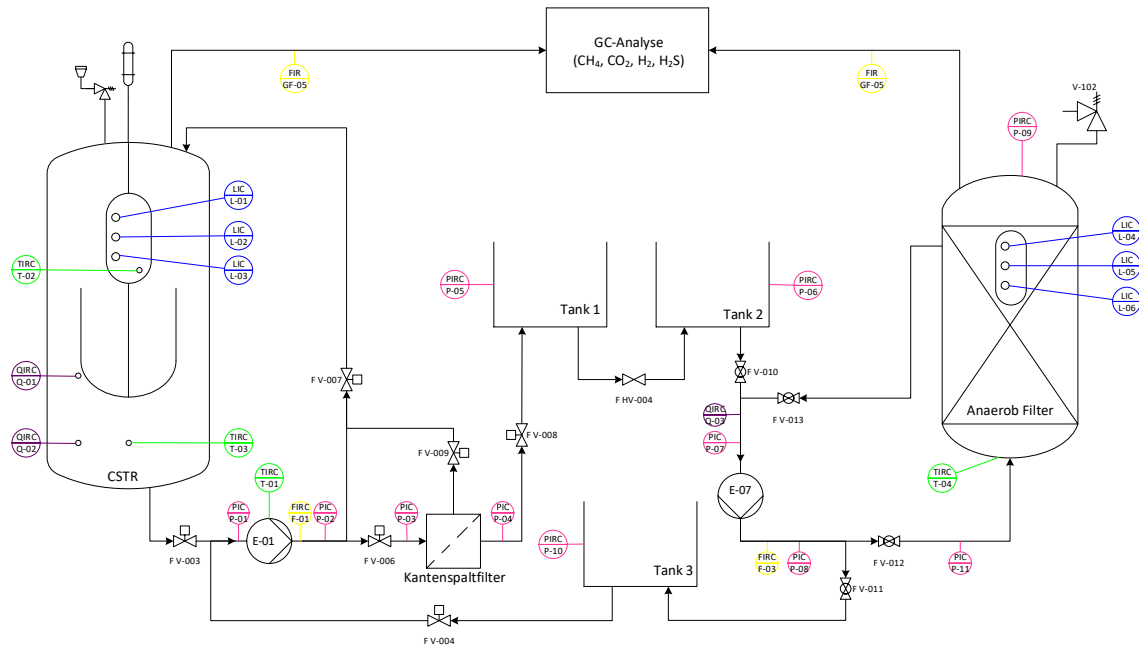


Abb. 1: Vereinfachtes Rohrleitungs- und Instrumentenfließschema. Sensormessungen werden durch die verschiedenfarbigen Kreise symbolisiert. (© L. Garção)

3 Fazit

Das zweistufige Verfahren führt zu höheren methanspezifischen Ausbeuten, besserer Substratnutzung und einer stabileren Prozessführung – insbesondere bei der Vergärung von flüssiger Gülle – und bietet damit klare Vorteile gegenüber einstufigen Systemen. Die Anlage wird im Sommer 2025 in Betrieb gehen, um die erhobenen Ergebnisse im Labormaßstab zu validieren und in einem größeren Maßstab zu erproben.

Literatur

- Liebetrau, J.; O'Shea, R.; Wellisch, M.; Lyng, K.A.; Bochmann, G.; McCabe, B.K.; Harris, P.W.; Lukehurst, C.; Kornatz, P.; Murphy, J.D. (2021): Potential and utilization of manure to generate biogas in seven countries. EA Bioenergy Task 37
- Singh, A. K. et al. (2023): Sustainable Utilization of Biowaste Resources for Biogas Production to Meet Rural Bioenergy Requirements. *Energies* 16(14), doi: 10.3390/en16145409
- Xin, Y.; Wang, D.; Li, X. Q., Yuan, Q.; Cao, H. (2018): Influence of moisture content on cattle manure char properties and its potential for hydrogen rich gas production. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis* 130, pp. 224–232, doi: 10.1016/j.jaap.2018.01.005

Förderhinweis

Die Forschung wird im Rahmen des Projekts „DEMETHA: De-methanisation of liquid manure 2“, vom Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat über den Projektträger Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. gefördert (Förderkennzeichen: 2222WD116A).

Energieeffiziente Durchmischung in Biogasanlagen

ANNE DEUTSCHMANN, STEFAN DIETRICH

1 Einleitung und Motivation

In Biogasanlagen ist eine ausreichende Durchmischung erforderlich, um stabile und effiziente Prozessabläufe zu gewährleisten. Die Herausforderung für den Betrieb der Rührwerke besteht darin, diese verfahrenstechnisch und energetisch optimal zu betreiben. Aus energetischer Sicht sind Rührwerke in Faul- und Gärbehältern, neben Blockheizkraftwerken, der zweitgrößte Verbraucher im Prozess, die bis zu 50 % des Gesamtenergiebedarfs ausmachen können (Zhang et al. 2019, Solarenergieförderverein Bayern e.V. 2006). Dennoch kommt es häufig zu Prozessstörungen infolge von Ablagerungen, Entmischung oder Totzonen. Herausfordernd für die Auslegung und den Betrieb der Rührtechnik sind die komplexen Fluidsysteme, bei denen das Zusammenspiel zwischen mikrobieller Aktivität, multidisperser Fluidströmung und nicht-newtonscher Fluidrheologie das Prozessergebnis bestimmt (Wu 2010, Karpinska and Bridgeman 2016). Etablierte Rührwerkstechnik, basierend auf konventionellen Auslegungs- und Betriebsansätzen, wird der Komplexität der verfahrenstechnischen Aufgabe nicht gerecht und lässt deshalb erhebliches Optimierungspotenzial für einen umfassend effizienten Betrieb ungenutzt. Im Rahmen des BMWF geförderten Verbundprojekts RIOWAR (FKZ 03EN2092) sollen deshalb Auslegungskriterien für einen effizienten Betrieb der Rührtechnik erarbeitet und einem breiten Anwenderkreis zugänglich gemacht werden.

2 Zielstellung

Mit der Charakterisierung von Rührvorgängen in Biogasanlagen soll im Rahmen des Projekts RIOWAR ein auf die Prozessverhältnisse im Behälter angepasster und strömungstechnisch optimierter Rührwerkspropeller sowie ein webbasiertes Auslegungs- und Optimierungswerkzeug für Biogas- und Faulbehälter entwickelt werden. Mit der Entwicklung von neuartigen Technologien, die eine energetische Optimierung in Biogasanlagen über den Stand der Technik hinaus ermöglichen, und durch eine ganzheitliche Prozessbetrachtung sollen neuartige Kriterien für den Rührerfolg in Biogasanlagen definiert werden, wobei eine Reduktion des zur Durchmischung erforderlichen Energieaufwandes angestrebt wird.

Mit der Erarbeitung einer technischen Richtlinie für einen verfahrenstechnisch und energetisch optimierten Betrieb von Biogasanlagen sollen die Ergebnisse Herstellern, Planern und Anwendern zur Verfügung gestellt werden.

3 Ergebnisse: Charakterisierung von Rührvorgängen in Biogasanlagen

Ausgehend von Biogasprozessen im Realmaßstab erfolgte eine Skalierung des Mischprozesses in den Technikumsmaßstab (1 m^3), um eine umfangreiche Bewertung durchführen zu können. Eine besondere Herausforderung sind dabei die hochviskosen nicht-newtonschen Medieneigenschaften des Gärmediums, die ebenfalls entsprechend skaliert werden müssen (Annas et al. 2018). Unter Anwendung geometrischer, ki-

nematischer und dynamischer Ähnlichkeit erfolgte die Übertragung einer realen Biogasanlage in den Technikumsmaßstab, inklusive der Rührtechnik (Abb. 1).



Abb. 1: Rührtechnik im Original vom Projektpartner PTM GmbH (links) und skalierte Modellpropeller (rechts)
(© PTM GmbH)

Die Bewertung der Mischzeit für unterschiedliche Rührregime unter Verwendung verschiedener viskoser nicht-newtonscher Modellfluide erfolgte mittels ERT (electrical resistance tomography). Durch einen Abgleich mit CFD-Simulationen (Computational Fluid Dynamics) im Realmaßstab, durchgeführt vom Projektpartner hydrograv GmbH, soll eine Verifizierung der Ergebnisse zur Mischzeit erfolgen.

4 Ausblick

Ausgehend von diesen Bewertungen soll in Rahmen des Projekts RIOWAR ein optimierter Propeller entwickelt werden, der eine energieeffizientere Durchmischung realisiert. Neben CFD-Simulationen, die durch den Projektpartner hydrograv GmbH durchgeführt werden, ist auch der Einsatz einer prozessbegleitenden Sensorik durch die Projektpartner PreSens Precision Sensing GmbH und das Helmholtz-Zentrum Dresden-Rossendorf e.V. geplant. Damit ist eine hohe Praxisrelevanz der Untersuchungen gegeben.

Literatur

- Annas, S.; Jantzen, H.-A.; Scholz, J.; Janoske, U. (2018): A Scale-up Strategy for the Fluid Flow in Biogas Plants. Chem Eng & Technol 41(4), pp. 739–746, DOI: 10.1002/ceat.201700447
- Karpinska, A. M.; Bridgeman, J. (2016): CFD-aided modelling of activated sludge systems – A critical review. Water Res. 88, pp. 861–879, doi: 10.1016/j.watres.2015.11.008
- Solarenergieförderverein Bayern e. V. (2006): Der Eigenstromverbrauch von Biogasanlagen und Potenziale zu dessen Reduzierung. https://www.sev-bayern.de/wp-content/uploads/2019/01/SeV_BASE-Studie_Biogas-Eigenverbrauch_2006.pdf, Zugriff am 07.08.2025
- Wu, B. (2010): CFD simulation of gas and non-Newtonian fluid two-phase flow in anaerobic digesters. Water Res. 44(13), pp. 3861–3874, doi: 10.1016/j.watres.2010.04.043
- Zhang, J. et al. (2019): Optimizing mixing strategy to improve the performance of an anaerobic digestion waste-to-energy system for energy recovery from food waste, Appl. Energy 249, pp. 28–36, DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.04.142

Förderhinweis

Das Vorhaben „RIOWAR“ (FKZ: 03EN2092A-E) wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE, vormals BMWK) und den Projektträger Jülich (PTJ) im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung. Die Autoren bedanken sich für die Unterstützung und die vertrauensvolle Zusammenarbeit. Ein großer Dank gilt auch den Projektpartnern für die konstruktive und angenehme Kooperation.

Automatisierter, flexibler Betrieb von Biogasanlagen: Softwarearchitektur für modellbasierte Zustandsüberwachung und Regelung

SIMON HELLMANN, TERRANCE WILMS, LEANDER LERCH, DANIEL STORS, ALBERTO MEOLA, STEFFI KNORN, STEFAN STREIF, SÖREN WEINRICH

1 Einleitung

Die Einnahmen von landwirtschaftlichen Biogasanlagen (BGA) lassen sich auch ohne den Zubau von Gasspeicherkapazitäten durch bedarfsgerechte Produktion von Biogas (BG) erhöhen, indem die Substratzufuhr basierend auf einer Strompreisprognose flexibel angepasst wird. Damit dabei stabile Prozessbedingungen gewährleistet werden können, erfordert dies robuste Überwachungs- und Regelungsalgorithmen sowie zuverlässige Modelle zur Prozessabbildung. Während für diese einzelnen Aspekte in der Literatur leistungsstarke Werkzeuge entwickelt wurden, fehlt bislang eine anlagenweite Interaktion durch eine übergreifende Soft- und Hardwarearchitektur. Der vorliegende Beitrag stellt ein Rahmenwerk zur Integration aller relevanten Komponenten vor, die für die erfolgreiche Umsetzung eines bedarfsorientierten BGA-Betriebs von zentraler Bedeutung sind.

2 Softwarearchitektur

Die vorgeschlagene Architektur (Abb. 1 links) besteht aus den folgenden Komponenten: Zentrales Element ist eine Datenbank (orange), welche die Echtzeitkommunikation zwischen den einzelnen Komponenten ermöglicht. Ein vereinfachtes Prozessmodell (ADM1-R3 in Weinrich and Nelles 2021) beschreibt das Nicht-lineare-Verhalten des BG-Prozesses und liegt der modellbasierten Zustandsüberwachung (Softsensor, blau) zugrunde (Hellmann et al. 2024) sowie der modellbasierten Prozessregelung (Iila). Der daraus resultierende optimale Fütterungsplan wird auf der BGA (grün) umgesetzt. Die Modellparameter werden durch eine Parameteridentifikation (rot) optimiert (Villaverde et al. 2019), ebenso das Tuning des Softsensors (blau).

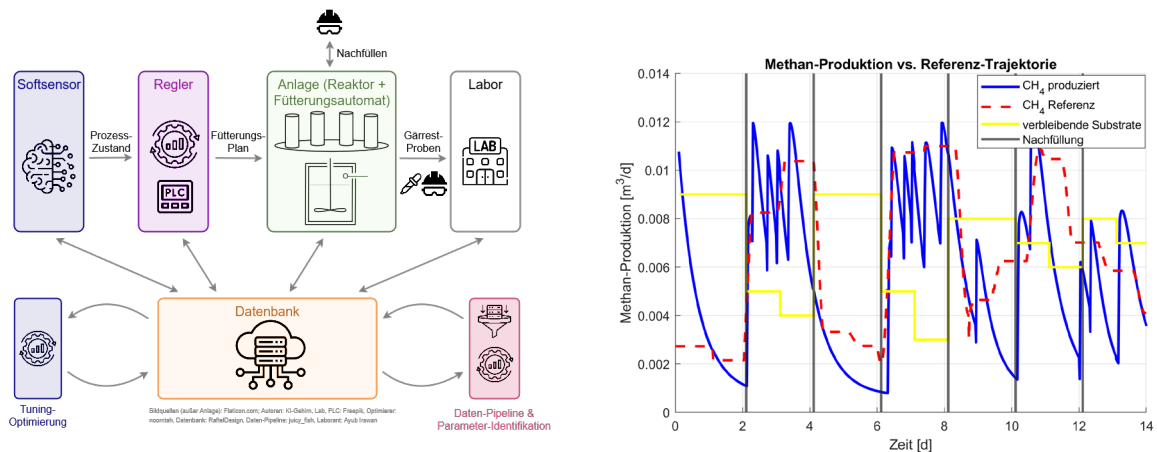


Abb. 1: Softwarearchitektur für modellbasierte Zustandsüberwachung und Regelung einer BGA (links); bedarfsge-
rechte Substratbeschickung eines BG-Reaktors mit begrenzt verfügbaren und regelmäßig nachgefüllten Substraten
zur Einhaltung einer geforderten Methanproduktion (rechts). (Quellen: eigene Darstellungen, flaticon.com; Quellen-
details in unten dargestellter Beschriftung in Abb. 1 links).

3 Zwischenergebnisse

Die Regelung konnte in Simulationen erfolgreich eine dynamische Methanreferenztrajektorie nachverfol-
gen, indem die begrenzt verfügbaren Substrate angemessen dosiert wurden (Abb. 1 rechts). Der Softsen-
sor glättete verrauschte Online-Messungen wie den pH-Wert und nutzte verzögerte Offline-Messungen
wie Ammoniumstickstoff, um die Schätzung des dynamischen Prozesszustands des Systems zu verbessern
(Abb. 2.).

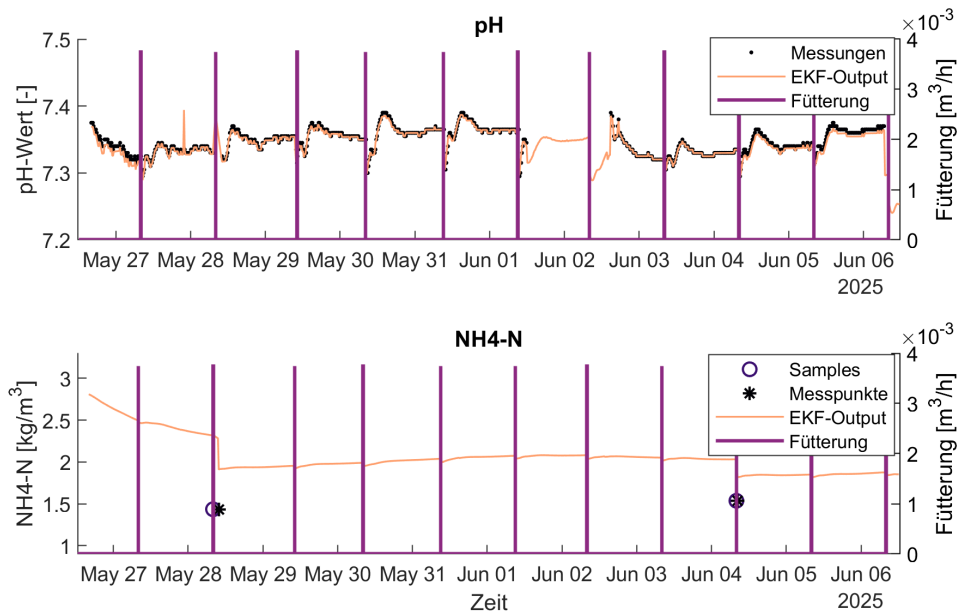


Abb. 2: Modellbasierte Schätzung des Prozesszustands durch einen Softsensor (Experimentaldaten): Online-Daten
des pH-Wertes werden geglättet und verzögerte Offline-Daten von Ammonium-Stickstoff werden zur Rekalibrie-
rung des geschätzten Prozesszustands genutzt (Quelle: eigene Darstellungen)

4 Fazit

Die vorgeschlagene Softwarearchitektur erlaubt es, die einzelnen Komponenten effektiv miteinander zu verknüpfen und ermöglicht damit grundsätzlich einen bedarfsgerechten BGA-Betrieb. Die experimentelle Validierung der Architektur anhand eines Fütterungsautomaten im Laborbetrieb ist Gegenstand aktueller Forschung und wird in naher Zukunft erwartet.

Literatur

- Hellmann, S.; Wilms, T.; Streif, S.; Weinrich, S. (2024): Comparison of Unscented Kalman Filter Design for Agricultural Anaerobic Digestion Model. 2024 European Control Conference (ECC), Stockholm, Sweden, pp. 1729–1735
- Villaverde, A. F.; Fröhlich, F.; Weindl, D.; Hasenauer, J.; Banga, J. R. (2019): Benchmarking optimization methods for parameter estimation in large kinetic models. *Bioinformatics* 35(5), pp. 830–838, doi.org/10.1093/bioinformatics/bty736
- Weinrich, S.; Nelles, M. (2021): Systematic simplification of the Anaerobic Digestion Model No. 1 (ADM1) – Model development and stoichiometric analysis. *Bioresource technology* 333, <https://doi.org/10.1016/j.bior-tech.2021.125124>

Danksagung und Förderhinweis

Die Autoren danken dem Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat für die Förderung der DBFZ-Nachwuchsforschergruppe zur modellbasierten Zustandsüberwachung und Prozessführung an Biogasanlagen (FKZ: 2219NR333).

Digitaler Zwilling für landwirtschaftlich betriebene Biogasanlagen

CHRISTIAN FITTKAU, FRANK BAGANZ, VOLKER C. HASS

1 Einleitung

In landwirtschaftlichen Biogasanlagen werden biologische Abfälle, wie Grünabfälle, Mist usw. in Biogas (Methan (CH_4) und Kohlenstoffdioxid (CO_2)) und Düngemittel umgewandelt. Das erzeugte CH_4 kann in lokale Gasnetze eingespeist oder in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen direkt in Strom und Wärme umgewandelt werden. Die erzeugte Wärme kann in lokalen Fernwärmenetzen genutzt werden. In Deutschland sind mehr als 9.600 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Gesamtleistung von mehr als 5.600 MW in Betrieb (2022) (BMEL 2024).

Änderungen in den Prozessbedingungen (Umgebungstemperatur im Sommer- und Winterbetrieb, die Betriebstemperatur und der pH-Wert der Brühe) können sich auf die biologischen Prozesse innerhalb der Biogasanlage und damit auf den Biogasertrag auswirken. Schwankende Substratqualitäten bzw. -zusammensetzungen, die sich im Jahresverlauf kontinuierlich ändern, müssen bei der Flexibilisierung mitberücksichtigt werden, um einen wirtschaftlichen Vergärungsprozess zu gewährleisten (Schneider 2016). Ein hohes Maß an Know-how ist erforderlich, um Störungen im Betrieb der Anlage zu erkennen und durch eine entsprechende Anpassung der Steuer-/Regelgrößen auszugleichen (Anpassung der Fütterungsstrategie, der Substratzusammensetzung, der Zugabe von Additiven, der Prozesstemperatur oder der pH-Einstellungen) (Adekunle and Okolie 2015). Nur wenige Online-Messungen stehen zur Verfügung, die durch Probenahmedaten ergänzt werden können. Die Proben können wöchentlich, monatlich oder jährlich entnommen werden (Barchmann et al. 2021). Diese großen Probenahmeintervalle machen es schwierig, kritische Ereignisse zu erkennen, die zu einer schweren Störung des biologischen Systems mit verminderter Biogasproduktion führen könnten.

2 Digitaler Zwilling für Biogasprozesse

Digitale Zwillinge können zur Vorhersage solcher Situationen verwendet werden. Digitale Zwillinge sind virtuelle Abbilder eines physischen Systems. Oft enthalten sie ein mathematisches Kernmodell und sind mit dem Prozess des Datenaustauschs verbunden. Digitale Zwillinge sind ein leistungsfähiges Werkzeug für die Entwicklung von Prozesssteuerungs- und Automatisierungsstrategien (Appl et al. 2020, Fittkau 2023). Sie können für die Bestimmung wichtiger Zustandsgrößen der Biogasanlage genutzt werden. Auf der Grundlage dieser synthetisch erzeugten Daten kann der Anlagenbetreiber durch Simulationen mit dem digitalen Zwilling verschiedene Steuerungsstrategien vorab testen. Das Potenzial nichtlinearer modellprädiktiver Regler für den Betrieb und die Regelung von Biogasanlagen wurde in einer Simulationsstudie nachgewiesen (Fittkau 2023).

3 Ergebnisse

Voraussetzung für einen erfolgreichen Test zukünftiger Betriebsstrategien ist eine zuverlässige Darstellung der Prozessdaten mit dem Kernmodell des digitalen Zwillings. Das verwendete Modell ist weniger komplex als das bereits bekannte ADM1-Modell und seine Varianten (Blumensaat and Keller 2005). Es basiert auf der Arbeit von A. Schneider und A. Blesgen, dass im Zuge dieser Arbeit weiterentwickelt wurde (Schneider 2016). Die Erweiterungen umfassen ein dynamisches Modell zur Berechnung der Gaszusammensetzung ($\text{CH}_4 + \text{CO}_2$) innerhalb einer Gaskuppel, die Berechnung der Gasproduktströme als Funktion von Druck und Volumen sowie die Temperatur- und pH-Abhängigkeiten für die Hydrolyse, Acetogenese und Methanogenese. Das Modell wurde mit der C++-basierten Entwicklungsumgebung C-eStIM (Kuhnen 2008) realisiert und anschließend in die Simulations- und Prozesssteuerungssoftware WinErs (User 2024) implementiert. Für die Modellparametrierung stehen verschiedene Datensätze zur Verfügung: Daten aus Hohenheim (Universität Hohenheim, Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie) und Daten aus zwei verschiedenen landwirtschaftlichen Biogasanlagen (Zeitraum: bis zu drei Jahre). Diese Daten werden für die Modellparametrierung und für die Analyse der Auswirkungen unterschiedlicher Substratzusammensetzungen, Betriebsparameter und Umweltbedingungen auf die Biogasproduktion verwendet.

In dieser Arbeit wird gezeigt, dass das Kernmodell für verschiedene Biogasanlagen und Datensätze parametrierbar werden kann. Der Einfluss der angewandten Prozesssteuerungsstrategien, der verschiedenen Substrate/Substratzusammensetzungen und der Umweltbedingungen (sofern Daten verfügbar sind) werden bei der Parametrierung berücksichtigt. Das Modell reproduziert annähernd das zeitliche Verhalten der gemessenen CH_4 - und CO_2 -Daten.

4 Fazit

Der entwickelte digitale Zwilling ermöglicht die dynamische Simulation landwirtschaftlicher Biogasanlagen. Neue Substrate und Betriebsstrategien können vorab getestet und angepasst werden, was zu einer stabileren Prozessführung und einer verbesserten Biogasproduktion beitragen kann.

Literatur

- Adekunle, K.F.; Okolie, J.A. (2015): A Review of Biochemical Process of Anaerobic Digestion. ABB 6, pp. 205–212, doi:10.4236/abb.2015.63020
- Appl, C.; Moser, A.; Baganz, F. et al. (2020): Digital Twins for Bioprocess Control Strategy Development and Realisation. In: HDigital Twins, Hg. Herwig, C.; Pörtner, R.; Möller, J., Cham, Springer International Publishing, pp. 63–94
- Barchmann, T.; Pohl, M.; Denysenko, V. et al. (2021): Biogas-Messprogramm III. Erstausgabe. Gülzow-Prüzen, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)
- Blumensaat, F.; Keller, J. (2005): Modelling of two-stage anaerobic digestion using the IWA Anaerobic Digestion Model No. 1 (ADM1). Water Research 39, pp. 171–183, doi:10.1016/j.watres.2004.07.024
- BMEI (2024): Biogas. <https://www.bmel.de/DE/themen/landwirtschaft/bioeconomie-nachwachsende-rohstoffe/biogas.html>, Zugriff am 25.01.2024
- Fittkau, C. (2023): Towards an advanced model-based process control strategy for anaerobic digestion processes. Berlin, 14th ECCE & 7th ECAB
- Kuhnen, F. (2008): Modellierungsumgebung C-eStIM. Bremen

Schneider, A. (2016): Dynamic modeling and simulation of biogas production based on anaerobic digestion of gelatine, sucrose and rapeseed oil. Bremen, Jacobs University

User, S. (2024): WinErs: Prozessautomatisierung auf PC unter Windows. <https://www.schoop.de/software/winners-prozessleitsystem>, Zugriff am 25.01.2024

Förderhinweis

Teile dieser Arbeit wurden vom Ministerium für Ernährung, Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg (Deutschland) im Rahmen des Forschungsprojekts „BioGasDT“ gefördert, Förderkennzeichen: „BWFE120091“.

Flexible Steuerung der Biogas- und Stromproduktion durch Reinforcement Learning im Labormaßstab

ALBERTO MEOLA, OLIVER KIEFNER, FÉLIX DELORY, SIMON HELLMANN, SÖREN WEINRICH

1 Einleitung

In Deutschland werden viele landwirtschaftliche Biogasanlagen bei möglichst konstanter Raumbelastung im stationären Zustand betrieben. Mit dem geplanten Auslaufen der EEG-Förderung und dem wachsenden Bedarf an einer flexiblen, bedarfsgerechten Stromversorgung steigt der Druck auf Betreiber, neue Betriebskonzepte umzusetzen. Neben dem Zubau zusätzlicher Gasspeicherkapazitäten lässt sich der Biogasprozess auch durch die Anpassung der Fütterungsmuster zur flexiblen Stromerzeugung bei hohen Strompreisen nutzen (Ohnmacht et al. 2021, Mauky et al. 2017). Jedoch steigen im dynamischen Anlagenbetrieb die Anforderungen an die biologische Prozessstabilität. Während Verfahren des maschinellen Lernens (ML) bereits zur Prozessmodellierung und Zustandsüberwachung eingesetzt werden (Ling et al. 2024), ist deren Anwendung zur Regelung von Biogasanlagen bislang begrenzt. Grundsätzlich lässt sich mithilfe des bestärkenden Lernens (Reinforcement Learning, RL) durch die Interaktion eines Agenten mit der jeweiligen Anlagensteuerung ein automatisierter Regelungsalgorithmus entwickeln. Im Rahmen des vorliegenden Beitrags wird der Proximal-Policy-Optimization (PPO)-Algorithmus eingesetzt, um Fütterungs- und Stromverkaufszeitpunkte zur Maximierung der Erlöse bei flexiblem Anlagenbetrieb im Labormaßstab durch den Einsatz von ML zu optimieren.

2 Methoden

Der PPO-Agent wird zunächst in einer simulierten Umgebung auf Basis eines vereinfachten Prozessmodells (ADM1-R3 in Weinrich et al. 2021) trainiert, um ein ausreichendes Prozessverständnis vor dem eigentlichen Einsatz im Laborbetrieb zu garantieren. Der trainierte ML-Algorithmus wird anschließend auf Basis der Prozessdaten eines Rührkesselreaktor mit einem Reaktionsvolumen von 12 L getestet, der mit Maissilage und Rindergülle betrieben wird. Der Steuerungsprozess ist in Abbildung 1 dargestellt.

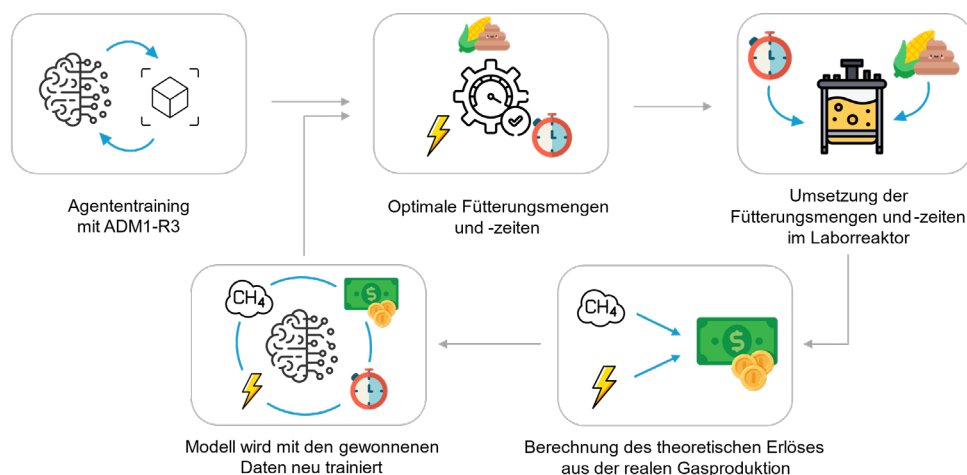


Abb. 1: Entwickeltes Steuerungssystem (© A. Meola)

Ein zusätzlicher Kontrollreaktor mit konstanter Fütterungs- und Stromverkaufszeitpunkten dient als Referenz. Der Trainingsprozess ist in zwei Phasen unterteilt: In der ersten Phase wird der Agent auf Grundlage der Biogasproduktion belohnt, in der zweiten Phase anhand des Erlöses im Vergleich zum Referenzwert. Es wurden realitätsnahe Fütterungsoptionen und Strompreisdaten verwendet, wobei eine Vorhersage der Strompreise für eine Woche angenommen wird. Dabei wurden drei Szenarien (A, B und C) untersucht. In A und B wird ein idealer Gasspeicher sowie eine unlimitierte elektrische Leistung des Motors angenommen, das heißt, es kann unbegrenzt Gas gespeichert und jederzeit in Strom umgewandelt werden. Szenario C integriert dagegen industrielle Randbedingungen für Gasspeicher und Blockheizkraftwerk (BHKW), wie z. B. eine begrenzte Speicherkapazität und eine maximale Motorleistung (Mauky et al. 2017). Die fünf in Tabelle 1 dargestellten Szenarien ergeben sich aus der Kombination dieser drei Konfigurationen mit verschiedenen Umsetzungsformen (Simulation oder Labormaßstab) und Verkaufsstrategien. Die täglichen Verkaufsstrategien (Schaltzeiten des BHKWs) werden vom Agenten über 24-Stunden-Profile definiert.

3 Ergebnisse und Diskussion

Im Labormaßstab konnte der PPO-Agent in allen getesteten Szenarien höhere Erlöse erzielen als die Referenzstrategie. Eine Übersicht über die getesteten Konfigurationen, und die resultierenden Erlössteigerungen ist in Tabelle 1 zusammengefasst. Die Ertragssteigerung im Labormaßstab lag zwischen 1,28 und 7,72 %. In der Simulation konnte unter strengeren Speicherkriterien (bei begrenzter Speicherkapazität und begrenzter Motorleistung) ein Anstieg von bis zu 18,72 % erzielt werden.

Tab. 1: Zusammenfassung der Szenarien und Konfigurationen

Szenarienummer	1	2	3	4	5
Konfigurationstyp	A	A	B	B	C
Umsatzsteigerung im simulierten Szenario	11,2 %	5,79 %	9,19 %	9,02 %	18,72 %
Umsatzsteigerung im Labormaßstab	1,28 %	1,74 %	1,58 %	7,72 %	-
Trainiert mit Simulationsdaten	ja	ja	ja	ja	ja
Trainiert mit einwöchigem Labordatensatz	nein	ja	nein	ja	nein

Insgesamt zeigte der PPO-Agent die Fähigkeit, unterschiedliche optimale Strategien je nach Szenario zu entwickeln. Dies bestätigt die Robustheit der erlernten Abhängigkeiten und unterstreicht die Relevanz für die flexible Betriebsführung realer Biogasanlagen.

4 Fazit

Ein PPO-Algorithmus zur Echtzeitregelung von Biogasreaktoren wurde erfolgreich im Labormaßstab implementiert und getestet. Er optimierte Fütterungs- und Verkaufszeitpunkte zur Maximierung der Erlöse. Szenarien mit multidimensionalen Aktionsräumen – insbesondere Szenario C – zeigten dabei das größte Potenzial für den Einsatz an Biogasanlagen, da sie stabilere Trainingsverläufe und höhere Erträge ermöglichen. Damit sind RL-basierte Regelungsverfahren grundsätzlich für die Umsetzung einer bedarfsgerechten Biogasproduktion im Labormaßstab geeignet. Weitere Untersuchungen zur Übertragbarkeit und Anwendung im industriellen Maßstab sind geplant.

Literatur

- Ling, J.Y.X.; Chan, Y.J.; Chen, J.W.; Chong, D.J.S.; Tan, A.L.L.; Arumugasamy, S.K.; Lau, P.L. (2024): Machine learning methods for the modelling and optimisation of biogas production from anaerobic digestion: a review. *Environmental Science and Pollution Research*, doi: 10.1007/s11356-024-32435-6
- Mauky, E.; Weinrich, S.; Jacobi, H.; Nägele, H.; Liebetrau, J.; Nelles, M. (2017): Demand-driven biogas production by flexible feeding in full-scale – Process stability and flexibility potentials. *Anaer.* 46, pp. 86–95, <https://doi.org/10.1016/j.anaerobe.2017.03.010>
- Ohnmacht, B.; Lemmer, A.; Oechsner, H.; Kress, P. (2021): Demand-oriented biogas production and biogas storage in digestate by flexibly feeding a full-scale biogas plant. *Bior. Tech.* 332, <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2021.125099>
- Weinrich, S.; Nelles, M. (2021): Systematic simplification of the Anaerobic Digestion Model No. 1 (ADM1) – Model development and stoichiometric analysis. *Bioresource Technology* 333, <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2021.125124>

Förderhinweis

Die Autoren danken der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. und dem Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat für die Förderung der DBFZ-Nachwuchsforschergruppe zur modellbasierten Zustandsüberwachung und Prozessführung an Biogasanlagen (FKZ: 2219NR333).

Das Projekt WeMetBio2 – Planung, Bau und Betrieb einer Pilotanlage im GICON®-Rieselbettverfahren zur biologischen Methanisierung in Norddeutschland

MARKO BURKHARDT, MICHAEL TIETZE, FALKO NIEBLING, OLIVER HORN, WENZEL FÖRSTER, MARTIN WOLF, HAGEN HILSE, DIRK NISSEN, BERND NISSEN, SÖNKE LORENZEN, MARTIN SZEIMIES, WIKTORIA VITH, GÜNTER BUSCH

1 Einleitung

Im Rahmen des Projektes „WeMetBio“ wurde eine Machbarkeitsstudie zur Integration der biologischen Methanisierung als Add-on-Verfahren für Biogasanlagen durchgeführt (Burkhardt et al. 2021). Aufgrund der technischen Machbarkeit und der prognostizierten positiven wirtschaftlichen und ökologischen Bewertung wird bereits an der Errichtung einer Demonstrationsanlage gearbeitet. Dieses Projekt „WeMetBio2“ startete im Jahr 2024 und umfasst die Planung, den Bau und den Anlagenbetrieb. Ziel ist die Bereitstellung von E-Methan und Wärme (www.wemetbio2.de). In dieser Anlage (Abb. 1) werden zwei Reaktoren im GICON®-Rieselbettverfahren mit einem Gesamtarbeitsvolumen von 50 m³ betrieben, in denen bis zu 20 m³/h E-Methan produziert werden sollen.



Abb. 1: Modellhafte Darstellung der Demonstrationsanlage zur biologischen Methanisierung im Umfeld aus Wind-, PV- und Biogasanlage
(© GICON GmbH, Nissen GbR & CO.KG)

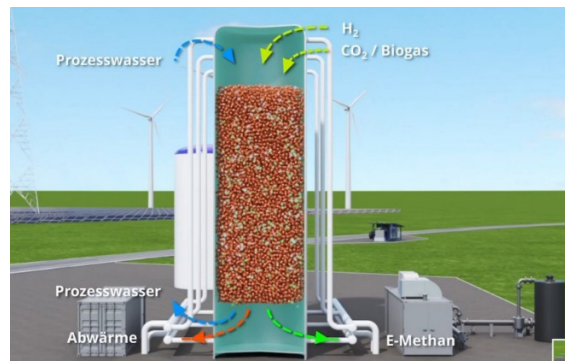


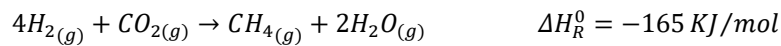
Abb. 2: Prinzipbild des GICON®-Rieselbettverfahrens
(www.youtube.com/watch?v=MpA9odii6LI)
(© GICON GmbH)

Reaktionspartner ist Wasserstoff (H₂), der idealerweise elektrolytisch mit erneuerbarer Energie erzeugt wird. Bevorzugt kommt Strom aus Wind- oder PV-Anlagen zum Einsatz, der aufgrund des begrenzten Netzausbaus derzeit nicht gespeichert werden kann. Neben H₂ ist Kohlenstoffdioxid (CO₂) der zweite Reaktionspartner, das über das Biogas der Biogasanlage zugeführt wird (Abb. 2). Das CO₂ stammt aus der Biomasse und wird verwertet statt abgetrennt. Zusätzliche Treibhausgasemissionen werden daher vermieden. Ein Nebenprodukt des Prozesses ist Wärme, die für die Nahwärmeversorgung der Nachbargemeinden und einer nahegelegenen Molkerei genutzt werden kann. Das erzeugte „grüne“ Methan (CH₄) ist chemisch mit Erdgas vergleichbar und ermöglicht im Gegensatz zu Kurzzeitspeichern, wie Batterien, eine langfristi-

ge Energiespeicherung über die bestehende Gasnetzinfrastruktur. Diese Gasreserve kann unabhängig von der Saison genutzt werden, auch in Zeiten der sogenannten Dunkelflaute. Alternativer Einsatz ist in gasbetriebenen Fahrzeugen, wie CNG betriebene Traktoren, geplant. Das Projekt beinhaltet auch eine ökonomische und ökologische Bewertung. Die Ergebnisse und Erfahrungen, die während des Anlagenbaus oder des Genehmigungsverfahrens gewonnen werden, sind insbesondere für Wärme-, Strom- und Gasnetzbetreiber, Betreiber von PV- und Windkraftanlagen, Wasserstoff- und Biogasproduzenten, CO₂-Emittenten und Entwickler von EEG-Konzepten interessant.

2 Beschreibung der Technologie und Planungskriterien

Die biologische Methanisierung erfolgt gemäß des patentierten GICON®-Rieselbettverfahren, bei dem die Reaktanden H₂ und CO₂ biokatalytisch zu CH₄ umgewandelt werden:



Die theoretischen Aspekte, die Prozessbedingungen und die Vorteile der Rieselbettmethanisierung, ihre Leistung und die Grenzen wurden bereits mehrfach veröffentlicht (Tietze et al. 2021, Burkhardt et al. 2023, Feickert Fenske et al. 2023). Abgeschlossene Untersuchungen im GICON®-Großtechnikum haben zu prozessbeschreibenden Parametern und zur Entwicklung eines Prozessmodells geführt. Diese sind die Basis der Anlagendimensionierung und des detailed engineering. Im Ergebnis steht der Technologietransfer im praxisnahen, industrierelevanten Maßstab am Standort in Nordhackstedt. Bereits in der Konzeptions- und Planungsphase wurden die lokalen Randbedingungen, wie die verfügbare Energie aus nahegelegenen Windkraftanlagen und der Biogasvolumenstrom berücksichtigt. Prozesscharakteristika wie thermophile Bedingungen, schwankende Verfügbarkeit der Reaktanden und die abgeführte Wärme haben einen zusätzlichen Einfluss auf das Reaktordesign, die Ausrüstung und die Materialauswahl. Um eine Verstopfung des Festbetts zu vermeiden und um einen Langzeitbetrieb der Anlage sicherzustellen, wurde ein spezielles Spülkonzept entwickelt und in die Anlagenauslegung einbezogen.

3 Zusammenfassung

Das Projekt WeMetBio2 umfasst den Bau einer Pilotanlage zur biologischen Methanisierung mit Multiplikatoreffekt. Ziel ist es, die technische Machbarkeit der Bereitstellung von E-Methan und Wärme im praktischen Maßstab zu demonstrieren, sodass eine dezentrale Versorgung mit grüner Energie und die Harmonisierung von Angebot und Nachfrage nach erneuerbaren Energien durch eine langfristige Speicherlösung erreicht wird. Damit wäre die Energiewende zu Ende gedacht.

Literatur

- Burkhardt, M.; Hilse, H.; Tietze, M.; Niebling, F. (2023): Energetic efficiency increase of biological methanation in the GICON®-trickle bed process. In: Conference proceedings – 9th International Conference on Renewable Energy Gas Technology, Berlin, Germany
- Burkhardt, M.; Uellendahl, H.; Vith, W.; Viertmann, O.; Horn, O. (2021): Bedarfsgerechte Speicherung fluktuierender erneuerbarer (Wind-)Energie durch Integration der Biologischen Methanisierung im Rieselbettverfahren im Energieverbund in Schleswig-Holstein – Durchführbarkeitsstudie an den Standorten Schuby und Nordhackstedt. Schlussbericht FKZ 2219NR134
- Feickert Fenske, C.; Kirzeder, F.; Strübing, D.; Koch, K. (2023): Biogas upgrading in a pilot-scale trickle bed reactor – long-term biological methanation under real application conditions. Bioresource Technology 376, <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2023.128868>
- Tietze, M.; Bischof, H.; Niebling, F.; Buschmann-Kosel, J., Burkhardt, M. (2021): Interne und externe biologische Methananreicherung im Rieselbettverfahren – Ein Upgrade für klassische Biogasanlagen. Final report FKZ 33152/01

Förderhinweis

Die Autoren danken dem Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat und der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe für die Förderung (FKZ 2222NR051).

Landwirtschaftliche Bioressourcen Energetisch und Stofflich Nutzen (BESN)

THOMAS LICHTMANNEGGER, JULIKA KNAPP, CHRISTIAN EBNER, ANKE BOCKREIS

1 Einleitung

Die Europäische Union verfolgt mit dem „Green Deal“ das Ziel, bis 2050 klimaneutral zu werden und als erster Kontinent Netto-Null-Emissionen zu erreichen (Europäische Kommission 2024). Für Sektoren, die nicht dem europäischen Emissionshandel (ETS) unterliegen, sind nationale Vorgaben zur Reduktion von Treibhausgasen (THG) festgelegt. Österreich hat sich verpflichtet, seine THG-Emissionen bis 2030 um 48 % im Vergleich zu 2005 zu senken (Bundesministerium für Klimaschutz 2024b). Im Jahr 2022 verursachte die Landwirtschaft 8,2 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente, was 17,8 % der nationalen Emissionen ohne ETS entspricht. Hauptquellen sind die Verdauung von Nutztieren (52 %), Düngung (21 %) und das Management von Wirtschaftsdünger (13 %) (Bundesministerium für Klimaschutz 2024a). Um den Energiebedarf ohne fossile Brennstoffe zu decken, sollten biogene Reststoffe wie Wirtschaftsdünger, Ernterückstände und Zwischenfrüchte für die Erzeugung erneuerbarer Energie genutzt werden. Die anaerobe Vergärung dieser Stoffe bietet eine nachhaltige Lösung: Sie produziert Biogas, reduziert klimaschädliche Emissionen, verringert den Bedarf an Mineraldünger und unterstützt umweltfreundliche landwirtschaftliche Praktiken. Die entstehenden Gärreste sind wertvolle organische Dünger. Tirol plant, bis 2050 energieautonom zu werden, doch kleine Biogasanlagen sind oft nicht rentabel. Das Projekt BESN setzt auf Gemeinschaftsanlagen, die organische Reststoffe aus Landwirtschaft und Lebensmittelindustrie nutzen. Ziel ist die Produktion von hochwertigem Dünger und die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan für das Gasnetz, um die Kreislaufwirtschaft zu stärken und Importe von Energie und Nährstoffen zu reduzieren.

2 Ergebnisse und Ausblick

2.1 Potenzialanalyse der biogenen Reststoffe in Tirol

Um das theoretisch verfügbare Energiepotenzial aus biogenen Reststoffen in Tirol abzuschätzen, wurden die Zahlen aus dem Bericht „Energie-Ziel-Szenarien Tirol 2050 und 2040 mit Zwischenzielen 2030“ (Ebenbichler et al. 2021) in Zusammenarbeit mit der Abteilung Abfall des Landes Tirol auf den aktuellen Wissensstand (2024) gebracht.

Das gesamte energetische Potenzial biogener Reststoffe in Tirol liegt bei 2409 TJ/a und setzt sich aus den Kategorien biogene Abfälle (704 TJ/a), Wirtschaftsdünger (1400 TJ/a), Klärschlamm (287 TJ/a) und nachwachsende Rohstoffe (18 TJ/a) zusammen. Die Kategorie der biogenen Abfälle umfasst Bioabfälle aus Haushalten und Gastronomie, Bioabfälle aus Industrie und Landwirtschaft, Mähgut, Baum- und Strauchschnitt, Fettabscheiderinhalte und Bioabfälle im Restmüll. Derzeit werden sie zu etwa 57 % energetisch genutzt. Dies erfolgt entweder als Co-Substrat in Kläranlagen oder in Monovergärungsanlagen. Wirtschaftsdünger werden in Tirol bislang nur vereinzelt vergoren, weshalb sie das größte ungenutzte Potenzial bieten. Nachwachsende Rohstoffe umfassen vor allem Reste aus dem Feldgemüseanbau. Würden alle biogenen Reststoffe anaerob verwertet, könnten jährlich 669 GWh erneuerbares Biomethan erzeugt werden. Dies entspräche etwa 17,6 % des jährlichen Methanbedarfs in Tirol, der derzeit bei rund 3.800 GWh liegt.

2.2 Konzept der Gemeinschaftsanlage

Im Großraum Innsbruck (Tirol, Österreich) ist die Umsetzung einer gemeinschaftlichen Biogasanlage geplant. Neben Wirtschaftsdüngern sollen saubere biogene Reststoffe aus der Lebensmittelindustrie und dem Feldgemüsebau eingesetzt werden. So werden diese Reststoffe zum einen energetisch genutzt und zum anderen einer stofflichen Verwertung zugeführt. Die Mitvergärung dieser Reststoffe sollte insgesamt auch die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage verbessern. Die Zusammensetzung der geplanten Substrate kann Tabelle 1 entnommen werden. In einem Umkreis von 10 km sind insgesamt 7.160 Großvieheinheiten (GVE) in 277 Betrieben verfügbar (Ø 26 GVE/Betrieb). Zusätzlich sind zwischen 500 und 600 GVE dauerhaft in einem Viehhandelsbetrieb eingestellt. Für die Planung der Anlage wird mit dem Wirtschaftsdünger von ca. 2.500 GVE kalkuliert, was etwa einem Drittel der verfügbaren GVE entspricht. Diese 42.500 t/a Wirtschaftsdünger beinhalten einen Energiewert von 7,2 GWh. Zusätzlich liegt das Potenzial an sauberen Co-Substraten in einem Radius von 40 km bei rund 17.633 t/a. Diese setzen sich aus Lebensmittel- und Produktionsabfällen, Altbrot, Ernterückständen und Grünschnitt zusammen. Ihr Energiegehalt liegt bei rund 6,7 GWh. So können in der geplanten Anlage in etwa 13,9 GWh an Biomethan produziert und nach entsprechender Aufreinigung in das Erdgasnetz eingespeist werden.

Tab. 1: Potenzielle Substrate aus Wirtschaftsdüngern und biogenen Abfällen im Einzugsgebiet der geplanten Biogasanlage

Bezeichnung	Menge in t/a	Methangehalt ¹⁾ in Nm ³ /t Fm	Energiegehalt in GWh
Wirtschaftsdünger	42.500	17	7,2
Lebensmittel- und Produktionsabfälle	3.086	57	1,8
Altbrot	447	254	1,1
Ernterückstände	13.000	24	3,1
Mähgut	1.100	64	0,7
Gesamt	60.133		13,9

¹⁾ Standardwerte aus Literatur.

Die nächsten Schritte beinhalten die Durchführung einer Machbarkeitsstudie am geplanten Standort, die weitere Erfassung potenziell verfügbarer Co-Substrate und die Einbindung der Landwirte, um das Potenzial der Wirtschaftsdünger auszuschöpfen.

Literatur

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (2024a): Fortschrittsbericht 2024 nach § 6 Klimaschutzgesetz. Wien

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (2024b): Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan für Österreich. Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie

Ebenbichler, R.; Hertl, A.; Hofmann, A.; Streicher, W.; Mailer, M.; Tosatto, A.; Anton, I.; Reith, F.; Schaaf, N.; Rzehak, S.; Ochs, F. (2021): Energie-Szenarien Tirol 2050 und 2040 mit Zwischenziel 2030

Europäische Kommission (2024): Der Europäische Grüne Deal. https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_de, Zugriff am 26.05.2025

Förderhinweis

Das Projekt Landwirtschaftliche Bioressourcen Energetisch und Stofflich Nutzen (BESN) wird durch die Europäische Union, Europäischer Fonds für Regionale Entwicklung, Interreg Österreich-Bayern 2021 bis 2027 gefördert. Förderzeitraum: 05/2024 bis 04/2027.

Identifizierung optimaler Standorte für Biomethaneinspeiseanlagen

MATTHIAS STEINDL, THOMAS J. VENUS

1 Einleitung

Die EU-Kommission plant, die Produktion von Biomethan bis zum Jahr 2030 auf 35 Mrd. m³ jährlich zu steigern. Ein zentraler Hebel dabei ist die verstärkte Nutzung von Wirtschaftsdüngern sowie landwirtschaftlichen Erntenebenprodukten (European Commission 2022). In Bayern bleibt das technisch verfügbare Biogaspotenzial dieser Biomassen jedoch bislang zu großen Teilen ungenutzt (Steindl et al. 2025). Für die Planung neuer Biomethaneinspeiseanlagen ergibt sich die Herausforderung, dass sowohl die Lage des bestehenden Erdgasnetzes als auch die räumliche Verteilung der ungenutzten Biomasseressourcen zu beachten ist. Daher ist das Ziel des hier vorgestellten Projekts MOBIGAS die Entwicklung eines Verfahrens zur Identifikation optimaler Standorte für neue Biomethan-Einspeiseanlagen unter Berücksichtigung der räumlichen Gegebenheiten, der geringen Energiedichte von Erntenebenprodukten und Wirtschaftsdüngern sowie ökonomischer Kriterien.

2 Verfahren

Im entwickelten Netzwerkmodell werden potenzielle Standorte für neue Biomethaneinspeiseanlagen sowie die räumliche Verfügbarkeit von Biomasse als Knoten dargestellt (Abb. 1). Die Straßenverbindungen zwischen den Knoten werden als Kanten dargestellt.

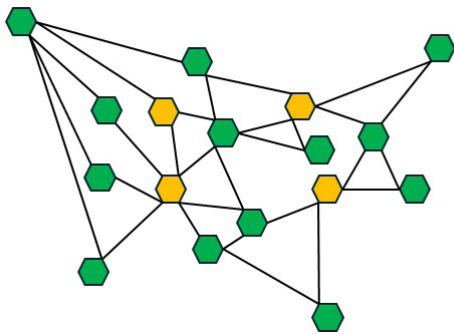


Abb. 1: Schematische Darstellung des Netzwerkmodells mit potenziellen Einspeisepunkten (orange), Biomassestandorten (grün) und Straßentransportwegen (schwarze Linien) (© M. Steindl)

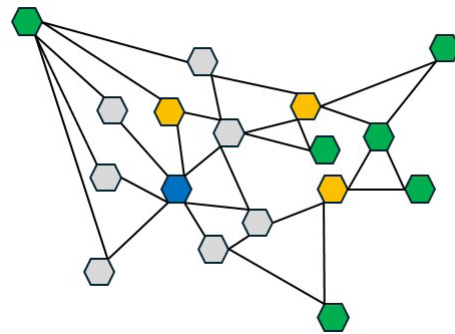


Abb. 2: Netzwerkmodell nach Realisierung eines Standorts (blau). Die zugehörige Biomasse wird aus den umliegenden, nun ausgegrauten Lieferknoten bezogen. (© M. Steindl)

Zur Identifikation der optimalen Standorte für neue Biomethaneinspeiseanlagen im Netzwerk wurde ein Optimierungsverfahren entwickelt, dessen Ziel die Maximierung des gesamtwirtschaftlichen Kapitalwerts (Nettobarwert, NBW) ist:

$$\max_{I, M, X} NBW$$

Der NBW wird für jeden potenziellen Standort bestimmt und ergibt sich aus den abgezinsten Zahlungsströmen aus Einnahmen (z.B. aus dem Verkauf von Biomethan) und Ausgaben (z.B. Transport- und Einkaufskosten für Biomasse), abzüglich der Anfangsinvestitionen. Die Entscheidungsvariablen im Optimierungsverfahren sind:

- *X*: Binäre Entscheidung, ob eine Anlage am Standort errichtet wird
- *I*: Installierte Kapazität am Standort
- *M*: Zugeordnete Biomassemenge aus den jeweiligen Quellen

Nebenbedingungen stellen sicher, dass pro Standort höchstens eine Anlage gebaut wird, Kapazitätsgrenzen eingehalten werden und das verfügbare Potenzial an den Biomassestandorten nicht überschritten wird. Darüber hinaus werden technische Restriktionen (C/N-Verhältnis, TS-Gehalt im Fermenter) bei der Substratmischung berücksichtigt.

Das Optimierungsverfahren setzt einen heuristischen Algorithmus mit folgender prinzipieller Funktionsweise ein: (1) In jeder Iteration werden alle vorhandenen potenziellen Standorte im Netzwerkmodell anhand ihres NBW bewertet; (2) Der wirtschaftlich attraktivste Standort wird ausgewählt und realisiert; (3) Die hierfür benötigte Biomasse wird aus dem Netzwerk, und der realisierte Standort aus der Menge der potenziellen Standorte entfernt (Abb. 2). Nach jeder Iteration wird das Netzwerk angepasst und der Algorithmus startet erneut bei Schritt (1). Das Verfahren wird so lange wiederholt, bis keine Standorte mit positivem NBW mehr identifiziert werden können.

Auf Basis der realisierten Standorte, ihrer Kapazitäten und des jeweiligen Biomassebedarfs lässt sich das wirtschaftlich erschließbare Potenzial der Biomethanproduktion aus Wirtschaftsdüngern und Erntenebenprodukten quantifizieren.

3 Arbeitsstand und Ausblick

Das Netzwerkmodell wurde bereits entwickelt und erfolgreich getestet. Derzeit erfolgt die Parametrisierung anhand relevanter techno-ökonomischer Daten. Erste Ergebnisse werden Ende 2025/Anfang 2026 erwartet.

Literatur

European Commission (2022): REPowerEU: A plan to rapidly reduce dependence on Russian fossil fuels and fast forward the green transition. Brussels. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_3131, Zugriff am 04.10.2024

Steindl, M.; Venus, T. J.; Koch, K. (2025): A new framework for the technical biogas potential: Concept design, method development, and analytical application in a case study from Germany. *Renew. Sustain. Energ. Rev.* 216, DOI: 10.1016/j.rser.2025.115645

Förderhinweis

Wir bedanken uns beim Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie für die finanzielle Unterstützung des Forschungsprojekts „Mobilisierung des Biogaspotentials aus Wirtschaftsdüngern: Standortanalyse für Güllekleinanlagen und Biomethan-Einspeiseanlagen in Bayern (MOBIGAS)“, FKZ: BE/24/04.

Biokraftstoffvermarktung – eine wirtschaftliche Weiterbetriebsoption für landwirtschaftliche Biogasanlagen?

BERND WIRTH, URSULA ROTH, IEVGENIIA MOROZOVA, MARK PATERSON, TINO SPERK, JENS STRAHL, DIRK BONSE, STEFAN RAUH

1 BIOKRAFT – das Vorhaben

Als regenerativer Kraftstoff kann Biomethan im zukünftigen Mobilitätssystem eine wichtige Rolle spielen, da mit seinem Einsatz eine erhebliche Reduktion sowohl der Kohlenstoffdioxid(CO₂)-Emissionen als auch der Emission von Luftschadstoffen erreicht werden kann. Zudem sind die Verteilinfrastruktur für den Kraftstoff und die Motoren bereits verfügbar, sodass die genannten Vorteile kurzfristig realisiert werden können. Gleichzeitig stehen viele Betreibende von Biogasanlagen vor der Frage, ob sich für ihre Anlage nach Ablauf der 20-jährigen Laufzeit der EEG-Vergütung eine Perspektive für den Weiterbetrieb bietet – und welche. Die Bereitstellung von Biomethan für den Verkehrssektor, unter Umständen auch in Kombination mit Strom und Wärmeerzeugung, kann hier eine zukunftsfähige Option darstellen.

Die zielgerichtete Aufbereitung von Informationen zur Erschließung von Post-EEG-Geschäftsfeldern, wie sie im BIOKRAFT-Vorhaben stattfand, ist Grundvoraussetzung dafür, dass Anlagenbetreibende und Beratende Entscheidungen über einen möglichen Weiterbetrieb fällen können. Für diese Zielgruppen wurden im Vorhaben ein umfänglicher Leitfaden erstellt und eine praxisnahe Web-Anwendung entwickelt.

Die Web-Anwendung ermöglicht es den Nutzenden, die Machbarkeit einer Biokraftstoffproduktion und -vermarktung auf Grundlage ihrer eigenen Biogasanlage und den bestehenden Ausgangsbedingungen zu prüfen. Im Leitfaden „Biomethan als Kraftstoff aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen“ werden neben den rechtlichen Hintergründen und technischen Voraussetzungen auch anhand von Modellberechnungen mögliche Anlagenkonzepte unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten bewertet. Eine Sammlung von Praxisbeispielen realisierter Biokraftstoffprojekte ergänzt den Leitfaden.

Die Web-Anwendung „Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas (Bestandsanlagen)“ wird auf der KTBL-Seite <http://www.ktbl.de/webanwendungen> zugänglich sein. Der Leitfaden wird Ende Herbst 2025 digital unter www.zukunftbiogas.de zum Herunterladen zur Verfügung gestellt.

2 Modellanlagen

Unter Berücksichtigung der Anlagengröße typischer landwirtschaftlicher Biogasanlagen, der Verfügbarkeit geeigneter fortschrittlicher Substrate, den zu erwartenden, standortabhängigen Kraftstoffabsatzmengen und weiterer relevanter Rahmenbedingungen, wurden 13 unterschiedliche Bereitstellungspfade als Basis für die techno-ökonomische Bewertung entwickelt (Tab. 1). Diese decken ein breites Spektrum individueller Anlagenkonstellationen ab: von der Vor-Ort-Betankung im Kleinstmaßstab am Standort der Biogasanlage als Hoftankstelle, über die Gasnetzeinspeisung mit anschließender bilanzieller Entnahme bis hin zur straßengebundenen Verbringung von BioCNG und BioLNG zum Tankstellenstandort. Die verschiedenen Bereitstellungspfade einer Anlagengröße wurden jeweils mit dem Weiterbetrieb als reine KWK-Anlage (Vor-Ort-Verstromung (EEG) und Wärmeverkauf) verglichen („Basisanlagen“).

Tab. 1: Betrachtete Bereitstellungspfade im BIODRAFT-Projekt

Konzepte und Pfade	Höchstbemessungsleistung in kW _{el}	Maximale BGAA-Leistung in m ³ _N /h Rohbiogas	Kraftstoffmenge1) bzw. Kraftstoffbedarf in t/Monat	Kraftstoffart
Konzept 1: Tankstelle am BGA-Standort – ohne Gasnetzanschluss				
1	1.1	200	3	CNG
	1.2	200	7	
	1.3	200	13	
	1.4 a)	500	50	
	1.4 b)	1.000	50	
Konzept 2: Tankstelle getrennt vom BGA-Standort, BGA mit Gasnetzanschluss				
2	2.1	200	13	CNG
	2.2 a)	500	50	
	2.2 b)	1.000	50	
Konzept 3: Tankstelle getrennt vom BGA-Standort, ohne Gasnetzanschluss, Transport über mobile Biomethanbrücke				
3	3.1 a)	500	50	CNG
	3.1 b)	1.000	50	
	3.2 a)	500	50	LNG
	3.2 b)	1.000	50	
	3.3	1.000	100	

BGAA = Biogasaufbereitungsanlage

¹⁾ Biomethan für die Biokraftstoffe stammt ausschließlich aus Wirtschaftsdünger und Reststoffen.

3 Ergebnisse

Während für die kleinste der Modellanlagen (200 kW_{el}) die ausschließliche KWK-Option nicht wirtschaftlich ist, kann durch Integration eines Kraftstoffpfades ab einer mittleren Tankstellengröße (Absatz 13 t / Monat) ein Gewinn realisiert werden. Für sehr kleine und kleine Tankstellen (3 bzw. 7 t/Monat) gelingt dies nicht. Demgegenüber erzielen alle betrachteten Szenarien mit größeren Anlagen (500 bzw. 1.000 kW_{el}) und einem Kraftstoffabsatz von mindestens 50 t/Monat ein positives Betriebsergebnis. Dabei liegen die Gewinne in allen Fällen deutlich über denen der großengleichen Basisanlagen mit KWK-Konzept.

Die Gewinne sind jedoch in höchstem Maße vom THG-Quotenpreis abhängig: Ohne Einnahmen aus dem THG-Quotenhandel wäre keiner der untersuchten Kraftstoffpfade wirtschaftlich. Diese Erlöse können nur mit einem möglichst hohen Anteil an Wirtschaftsdüngern im Substratmix voll ausgeschöpft werden. Der THG-Quotenpreis ist darüber hinaus sehr volatil. Dies ist bei der Planung zu berücksichtigen, da ansonsten bei einer negativen Quotenpreisentwicklung die Wirtschaftlichkeit der Anlage schnell infrage steht.

Förderhinweis

Das Verbundvorhaben „BIODRAFT – Leitfaden und Online-Anwendung zur Produktion und Bereitstellung erneuerbarer Kraftstoffe als Geschäftsfeld für landwirtschaftliche Biogasanlagen“ wurde finanziert aus Fördermitteln des Bundesministeriums für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat (BMLEH) aufgrund eines Beschlusses des deutschen Bundestages über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (FKZ 2220NR280 A-C).

Innovatives ökologisches und ökonomisches Konzept für den Weiterbetrieb von Biogasbestandsanlagen unter Berücksichtigung fortschrittlicher Biogasaufbereitungsmethoden mit optimierter CO₂-Reduzierung für verschiedene Betriebsmodelle

JOHANNES FICHTNER, ERIK FERCHAU, SVEN BÖHM, JAN NINOW, ALJOSCHA ZOBJECK, ALFONS HIMMELSTOSS, JÖRG KAPISCHKE, HARTMUT KRAUSE

1 Einleitung

Biogas wird bislang vor allem in Blockheizkraftwerken (BHKW) zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung genutzt. Die Aufbereitung zu Biomethan stellt eine interessante Alternative dar, meist sind dafür allerdings aufwendige Waschverfahren oder mehrstufige Membrananlagen notwendig. In diesem Beitrag wird die Entwicklung eines neuartigen Verfahrens zur Biomethanaufbereitung mittels einstufiger Membrantechnik vorgestellt, dass eine kompaktere Anlagentechnik und geringere Investitionskosten ermöglicht (Abb. 1). Ergänzend wird ein innovativer Motorbetrieb untersucht, der den Einsatz von Biogas mit Kohlenstoffdioxid(CO₂)-Gehalten von 60 bis 70 Vol.-% erlaubt und das Offgas zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung nutzt.

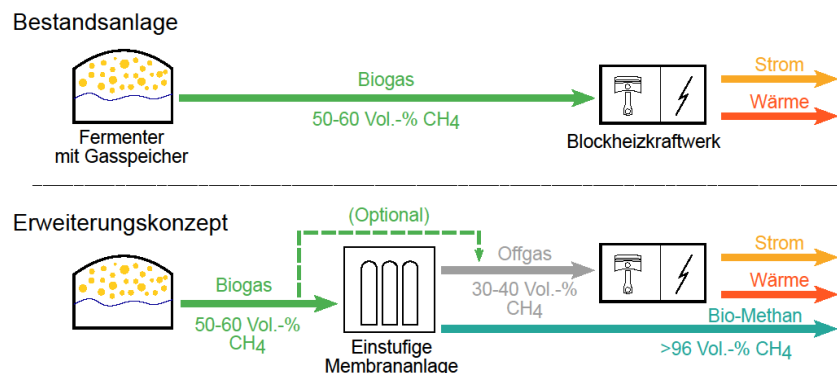


Abb. 1: Biogasbestandsanlage (oben) und -erweiterungskonzept (unten) (© J. Fichtner)

Das Offgas der einstufigen Membrananlage wird dem Blockheizkraftwerk (BHKW) zugeführt. Sollte der Methan(CH₄)-Anteil im Offgas zu niedrig für die Verwertung im BHKW sein, kann frisches Biogas zugemischt werden.

2 Membrananlage

Im Teilvorhaben Gausaufbereitung wird ein Verfahren mittels Membrantechnologie entwickelt, basierend auf einem einstufigen Prozess, welcher sich technisch einfach darstellen lässt. Dabei soll der Methan-gehalt im CO₂-reichen Offgas bei investitionsoptimierter Auslegung so weit reduziert werden, dass eine

sichere und stabile Verbrennung in einem BHKW gewährleistet ist. Falls erforderlich, kann zur Stabilisierung des BHKW-Betriebs eine direkte Zumischung von Biogas erfolgen.

Auf Grundlage dieses Konzepts ist die Entwicklung und Erprobung einer Membrananlage auf Basis von Kunststoff- oder Keramikmembranen für Anlagengrößen im Bereich von 100 bis etwa 350 m³/h Biogas geplant. Zentrale Zielgrößen der Entwicklung sind eine Reduktion der Investitionskosten um 30 bis 40 % sowie eine Senkung der Betriebskosten um etwa 15 % gegenüber konventionellen Verfahren.

Derzeit existiert kein inländischer Anbieter, der dieses Marktsegment adressiert. Mit dem geplanten Vorhaben soll die technische und wirtschaftliche Machbarkeit des Konzepts nachgewiesen und eine Marktperspektive für innovative Membrantechnologien im Bereich der dezentralen Biogasaufbereitung eröffnet werden.

3 Offgas-BHKW

Der Versuchsaufbau basiert auf einem Reihensechszylinder-Gasmotor (MAN E0836 LE202). Die Motorsteuerung sowie die Messdatenerfassung erfolgen über eine selbst entwickelte Softwareumgebung auf Basis von LabView. Zur Erzeugung definierter Brenngasgemische werden Erdgas und CO₂ über Massensensoren dosiert und in einem Gas-Mischer zusammengeführt. Das Erdgas-CO₂-Gemisch wird anschließend in einem Venturi-Mischer der Ansaugluft zugemischt.

3.1 Brenngasgemisch

Untersucht wurden drei Brenngasvarianten:

- Erdgas (> 95 Vol.-% CH₄)
- Biogas (60 Vol.-% Erdgas / 40 Vol.-% CO₂)
- Offgas (40 Vol.-% Erdgas / 60 Vol.-% CO₂)

Die Versuche wurden bei konstanter Motorleistung von $P = 75 \text{ kW}$ durchgeführt. Als Referenz dient der Erdgasbetrieb mit den vom Hersteller empfohlenen Einstellungen: Luftverhältnis $\lambda = 1.6$ und Zündzeitpunkt = 17° vor dem oberen Totpunkt. Einen geeigneten Verbrennungsprozess für Brenngase mit hohen CO₂-Anteilen zu finden, stellt eine erhebliche technische Herausforderung dar (Kriauciunas et al. 2021).

3.2 Versuchsergebnis

Für Biogas und Offgas konnten geeignete Betriebspunkte identifiziert werden. Dabei wurde darauf geachtet, dass die Stickoxidemissionen (NO_x) nicht signifikant höher als im Referenzbetrieb sind und der Rundlaufkoeffizient (CoV_{IMEP}) ähnlich wie im Referenzbetrieb ist. Eine Kombination aus Reduzierung des Luftverhältnis λ und früherem Zündzeitpunkt ermöglicht eine stabile Verbrennung von Brenngasen mit einem CO₂-Anteil von bis zu 60 Vol.-% im BHKW.

4 Fazit

Das Projekt demonstriert ein integriertes Konzept zur effizienten Biogasaufbereitung und energetischen Nutzung des Offgases in landwirtschaftlichen Betrieben. Die Kombination aus einstufiger Membrantechnologie und innovativem Motorbetrieb ermöglicht eine wirtschaftliche und flexible Alternative zur klassischen Vor-Ort-Verstromung. Dabei wird sowohl das Biomethan zur Netzeinspeisung als auch das CO₂-

reiche Offgas zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung genutzt. Die entwickelten Technologien leisten einen Beitrag zur Treibhausgasreduktion und stärken die Wirtschaftlichkeit dezentraler Biogasanlagen. Das Konzept ist skalierbar und praxisnah und bietet neue Perspektiven für nachhaltige Betriebsmodelle im In- und Ausland.

Literatur

Kriauciunas, D. et al. (2021): Analysis of the Influence of CO₂ Concentration on a Spark Ignition Engine Fueled with Biogas. Appl. Sci. 11(14), doi.10.3390/app11146379

Förderhinweis

Gefördert durch das Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages. Verbundvorhaben „Innovatives ökologisches und ökonomisches Konzept für den Weiterbetrieb von Biogasbestandsanlagen unter Berücksichtigung fortschrittlicher Biogasaufbereitungsmethoden mit optimierter CO₂-Reduzierung für verschiedene Betriebsmodelle“ (FKZ: 2221NR084).

Biomethan zur Kohlenstoffbindung: nicht thermisches Plasma als Schlüssel zu CO₂-armem Wasserstoff und festem Kohlenstoff

REMYA NAIR, SACHIN CHAVAN, ISABELLA BULFARO, TERJE HAUAN, MICHAEL KÖTTNER, KATRIN KAYSER

1 Einleitung

Biomethan aus organischen landwirtschaftlichen Rückständen oder Bioabfällen ist gemäß der europäischen Richtlinie für erneuerbare Energien (RED III) (Europäische Kommission 2023) mit niedrigen oder sogar negativen Kohlenstoffdioxid(CO₂)-Emissionen verbunden, wodurch es als Grundstoff für die Erzeugung von Wasserstoff und festem Kohlenstoff sehr attraktiv ist.

ColdSpark® ist eine neuartige Technologie, die Biomethan (CH₄) in nachhaltige Produkte wie sauberen, dekarbonisierten Wasserstoff (H₂) und elementaren Kohlenstoff (eCarbon®) umwandelt. Dies erfolgt in einem Plasmareaktor durch ein nicht thermisches Plasma (NTP).

Die potenziellen Umweltauswirkungen dieses Verfahrens wurden mittels einer Ökobilanz auf Basis von Sekundär- und Literaturdaten sowie Laborwerten ermittelt und mit den etablierten Verfahren der Elektrolyse und der Dampfreformierung von Methan mit nachfolgender CO₂-Abscheidung und -Einlagerung verglichen. Die Ergebnisse zeigen, dass die Aufspaltung von Biomethan mittels NTP bei langfristiger Bindung des erzeugten festen Kohlenstoffes das Potenzial zur Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre hat. Dies eröffnet neue Märkte für Biomethanproduzenten, die über die Energieerzeugung hinausgehen.

2 Dekarbonisierung der Wasserstoffherzeugung

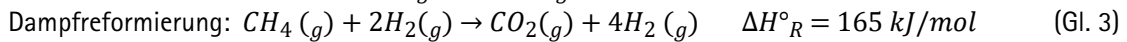
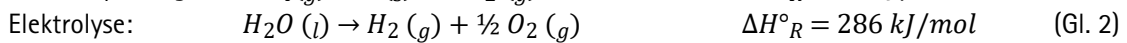
Die Verringerung der THG-Emissionen in allen Wirtschaftssektoren ist zwingend erforderlich, um den Klimawandel zu verlangsamen. Dies betrifft auch die Erzeugung von Wasserstoff, bei dem eine Farbcodierung bislang dafür stand, wie sauber – d.h. CO₂-arm – er ist. Die Herausforderung besteht darin, Wasserstoff mit einem sehr geringen CO₂-Fußabdruck zu erzeugen. Hier ist die Methanspaltung mittels NTP eine vielversprechende neue Lösung, die in verschiedenen Bereichen, unter anderem bei der Reduzierung von CO₂-Emissionen, besser abschneiden als z. B. „grüner“ Wasserstoff aus der Elektrolyse, wenn der eingesetzte Strom CO₂-arm ist, das bei der Biomethanherzeugung abgeschiedene CO₂ gefasst wird und fossiles CO₂ ersetzt und wenn zudem der im NTP-Reaktor erzeugte elementare Kohlenstoff langfristig festgelegt wird.

2.1 CO₂-Emissionen der Wasserstoffherzeugung

Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen kann durch unterschiedliche Pfade erzeugt werden:

- Aufspaltung von Biomethan mittels NTP und erneuerbarem Strom
- Elektrolyse von Wasser mittels erneuerbarem Strom
- Dampfreformierung von Biogas unter Nutzung von erneuerbarem Strom

Die Reaktionsenthalpie für diese drei Umwandlungspfade beträgt für



Die Gleichungen zeigen, dass die Methanspaltung (Gl. 1) die energetisch bevorzugte Reaktion ist und deutlich attraktiver ist als die Elektrolyse von Wasser (Gl. 2). Die Dampfreformierung (Gl. 3) liegt zwischen den beiden anderen Verfahren, erzeugt jedoch CO_2 , welches erfasst, genutzt oder gelagert werden muss, um nicht in die Atmosphäre zu gelangen.

2.2 Nicht thermisches Plasma als neuer Weg zu CO_2 -armem Wasserstoff

Die starke Bindungsenergie zwischen „C“ und „H“ im Methanmolekül ist eine Herausforderung für die Methanspaltung. Daher werden hierfür typischerweise hohe Temperaturen ($> 1.200^\circ\text{C}$) oder Katalysatoren genutzt.

Die NTP-Technologie von ColdSpark® setzt dagegen auf gepulstes Plasma, um hoch energetische Elektronen zu erzeugen, die Methan spalten. Der Prozess läuft bei $< 300^\circ\text{C}$ und $< 3 \text{ bar}$ ab, benötigt keinen Katalysator und erzeugt keine direkten CO_2 -Emissionen. Die Prozessüberwachung und -kontrolle in Echtzeit ermöglicht eine energieeffiziente H_2 -Produktion ($< 15 \text{ kWh/kg H}_2$).

Die präzise Steuerung des Reaktors und modernste Plasmatechnik erlauben die Erzeugung unterschiedlicher Kohlenstoffqualitäten, von einfachem amorphem Kohlenstoff bis zu hochwertigen Nanostrukturen wie Nanographen und damit neue Geschäftsfelder.

2.3 Die Rolle von Biomethan und Ökobilanzen

Die Höhe der THG-Emissionen hängt im Wesentlichen von dem CO_2 -Rucksack des Stroms und des eingesetzten Methans ab. Dieser schwankt je nach Ursprung, Einsatzstoffen, Verfahrenstechnik und Leckagen. Die Vergärung von Wirtschaftsdüngern oder Bioabfällen vermindert THG-Emissionen. Hierfür legt die RED III Standardwerte fest. Die THG-Emissionen verschiedener Stromarten veröffentlicht u. a. das IPCC (IPCC 2014).

Für die Methanspaltung mittels NTP modellierte IREC eine Ökobilanz für die Strommixe verschiedener europäischer Länder und verglich die Ergebnisse mit Ökobilanzen für Konkurrenztechnologien. Es konnte gezeigt werden, dass negative Emissionen beim Einsatz von Biomethan möglich sind, wobei der Nutzungspfad des Kohlenstoffs entscheidend ist.

3 Fazit

ColdSpark® entwickelt und testet einen neuartigen Plasmareaktor zur Aufspaltung von Methan, der mit einem Hochspannungsmodul zur gepulsten Energieübertragung gekoppelt wird und so die Produktion von Wasserstoff und Kohlenstoff bei vergleichsweise niedriger Temperatur und niedrigem Druck ermöglicht. Eine theoretische Ökobilanz zeigt das Potenzial für negative THG-Emissionen beim Einsatz von abfallbasiertem Biomethan und CO_2 -armem Strom, bevor Sie mit Daten aus dem Testreaktor wiederholt wird. Für den Biogas- und Biomethansektor können sich mit ColdSpark® interessante neue Geschäftsfelder öffnen.

Literatur

European Parliament (2023): DIRECTIVE (EU) 2023/2413 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 18 October 2023 amending Directive (EU) 2018/2001, Regulation (EU) 2018/1999 and Directive 98/70/EC as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652. Official Journal of the European Union, Series L. 31.10.2023, <http://data.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj>

IPCC (2014): Schlömer S. et. al: Annex III: Technology-specific cost and performance parameters. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the 5th Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Edenhofer, O. et. al. (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2014. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-iii.pdf

Förderhinweis

Das Projekt ColdSpark wird vom Forschungs- und Innovationsprogramm der Europäischen Union unter dem Fördervertrag 101069931 gefördert.

Entwicklung eines Ansatzes zur wirtschaftlichen Nutzung von Gärprodukten landwirtschaftlicher Biogasanlagen

MICHAEL BOHN, MARIUS MOHR, BRIGITTE KEMPTER-REGEL, ANTOINE DALIBARD,
RICARDO REYES ALVA

1 Einleitung

Bei der Erzeugung von Biogas aus landwirtschaftlichen Reststoffen, Gülle sowie nachwachsenden Rohstoffen entsteht ein Gärprodukt, das hohe Konzentrationen an Nährstoffen enthält. Dieses Gärprodukt kann zur Düngung von Böden genutzt werden, allerdings besteht zunehmend die Gefahr der Überdüngung und der Belastung des Grund- und Oberflächenwassers, z. B. mit Nitrat. Ein Transport des Gärprodukts über weitere Strecken sowie eine Lagerung über mehrere Monate sind aufgrund seines hohen Wassergehalts von 80 bis 90 % nicht sinnvoll. Die Rückgewinnung von Nährstoffen aus Gärprodukten wäre die Lösung. Bereits vor ca. zehn Jahren hat das Fraunhofer IGB gemeinsam mit verschiedenen europäischen Partnern im Projekt BioEcoSim einen Ansatz dafür entwickelt, wie aus Schweinegülle verschiedene Düngeprodukte gewonnen werden können (CORDIS – EU Research Results 2025). Gemeinsam mit dem Unternehmen PreZero wurde dieser Ansatz nun im Rahmen einer vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) geförderten Machbarkeitsstudie „PIGM“ (PreZero Innovatives Güllemanagement) für die Anwendung auf weitere Gärprodukte weiterentwickelt.

2 Beschreibung des Ansatzes

Der im Zuge der Machbarkeitsstudie erarbeitete Ansatz ist in Abbildung 1 dargestellt. Zunächst werden die eingesetzten Substrate Gülle, landwirtschaftliche Reststoffe und Festmist homogenisiert und dann einer Vergärungsanlage zugeführt. Die entstehenden, nährstoffreichen Gärprodukte werden angesäuert, um den Phosphor in Lösung zu bringen, anschließend erfolgt eine Fest-Flüssig-Separation. Die festen Rückstände werden zusammen mit Strukturmaterial kompostiert, aus der abgetrennten, nährstoffreichen Flüssigkeit werden die Nährstoffe Phosphor und Stickstoff zurückgewonnen. Zunächst wird der enthaltene Phosphor ausgefällt und die gewonnenen Phosphorsalze werden als Mineraldünger konfektioniert. Da für die Stickstoffrückgewinnung das Verfahren der chemischen Transmembranabsorption mit feinporigen Membranen verwendet werden soll (Reyes et al. 2024, 2025), ist anschließend eine Vorfiltration notwendig.

Bei der Stickstoffrückgewinnung entsteht eine ammoniumreiche Lösung, die ebenfalls zur Düngung eingesetzt werden kann, sowie ein weitgehend stickstoff- und phosphorfrees Wasser, welches allerdings noch höhere Konzentrationen an Kalium enthält und zur Bewässerung in der Landwirtschaft eingesetzt werden kann.

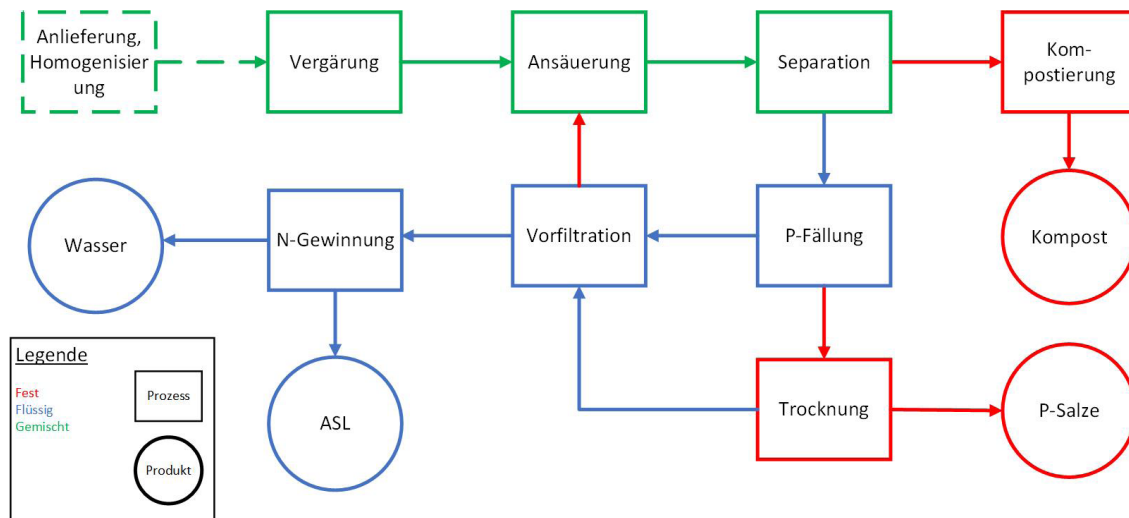


Abb. 1: Schema der Gärproduktbehandlung zur Nährstoffrückgewinnung (© Fraunhofer IGB)

Die Prozesse der Gärproduktbehandlung können anhand eines mathematischen Modells simuliert werden. Dieses Modell, welches in der Simulationsumgebung Matlab/Simulink umgesetzt wurde, wurde mit den Daten aus den Untersuchungen kalibriert. Damit kann das dynamische Verhalten der Prozesse unter unterschiedlichen Randbedingungen mit einem Zeitschritt von einer Stunde berechnet werden.

3 Fazit

Auf Basis der experimentellen Ergebnisse in Kombination mit der Simulation kann nun berechnet werden, unter welchen Rahmenbedingungen die Rückgewinnung von Nährstoffen aus Gärprodukten wirtschaftlich und ökologisch sinnvoll ist.

Literatur

- CORDIS – EU Research Results (2025): An innovative bio-economy solution to valorise livestock manure into a range of stabilised soil improving materials for environmental sustainability and economic benefit for European agriculture. <https://cordis.europa.eu/project/id/308637/results>, Zugriff am 20.05.2025
- Reyes Alva, R.; Mohr, M.; Tovar, G. E. M.; Zibek, S. (2025): Recovering Ammonia as Ammonium Citrate and Ammonium Sulfate from Sludge Digestion Liquors Using Membrane Contactors in a Pilot Plant. *Membranes* 15(2), <https://doi.org/10.3390/membranes15020062>
- Reyes Alva, R.; Mohr, M.; Zibek, S. (2024): Transmembrane Chemical Absorption Process for Recovering Ammonia as an Organic Fertilizer Using Citric Acid as the Trapping Solution. *Membranes* 14, <https://doi.org/10.3390/membranes14050102>

Förderhinweis

Wir danken dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) für die Förderung des Projekts „PIGM“, Förderkennzeichen 13BDB50020, im Rahmen des Programms „Industrielle Bioökonomie – Förderung der Nutzung und des Baus von Demonstrationsanlagen und von Beispielregionen für die industrielle Bioökonomie“.

Myzel trifft Biogas: Synergien für nachhaltige Wertschöpfung

JOHANNES KRÜMPEL

1 Einleitung

Pilze, insbesondere Weißfäulepilze, ermöglichen die Herstellung biologischer Leichtbaumaterialien aus land- und forstwirtschaftlichen Reststoffen. Das Myzel, das vegetative Stadium der Pilze, durchwächst und bindet diese Substratpartikel (Abb. 1). Materialeigenschaften sind durch Pilzart, Substrat, Kulturbedingungen und Nachbehandlung, wie Heißpressen für strukturelle Anwendungen steuerbar.

Typische Anwendungsfelder sind Verpackungen oder Dämmstoffe. Diese chemikalienfrei hergestellten Myzelkomposite sind vollständig biologisch abbaubar. Am Ende ihres Lebenszyklus können sie in Biogasanlagen energetisch verwertet werden, was den Prinzipien einer Kreislaufwirtschaft entspricht. Die Integration der Myzeltechnologie in Bioraffineriekonzepte ist vielversprechend. Sowohl die Pilzkultivierung zur Materialherstellung als auch die anaerobe Vergärung zur Biogasproduktion nutzen natürliche Abbauorganismen für komplexe, heterogene Substrate. Diese biologische Flexibilität erlaubt die nachhaltige Transformation diverser Biomasseströme.



Abb. 1: Myzel, Substrate und Komposite (© J. Krümpel)

2 Pilz und Substrat

In der Literatur vorherrschend für die Produktion von Myzelmaterialien sind Weißfäulepilze, die natürlichen Destruenten lignozellulosehaltiger Biomasse. Die am häufigsten verwendeten Pilzarten sind *Ganoderma lucidum* (Glänzender Lackporling), und *Trametes versicolor* (Schmetterlingstramete). Als Substrate eignen sich sowohl holzartige, strohartige als auch grüne Biomassen und Reststoffe wie beispielsweise Hanfschäben, Rapsstroh, Hopfenreben und Gras.

3 Synergie mit Biogasanlagen

Der Herstellungsprozess von Myzelkompositen erfordert thermische Energie. Üblicherweise werden Ausgangssubstrate sterilisiert um Kontaminationen zu minimieren. Für ein optimales Pilzwachstum während der Inkubation werden Temperaturen um 25 °C benötigt. Abwärme aus Biogasanlagen kann zur Deckung dieses Wärmebedarfs beitragen und so den externen Energieaufwand reduzieren.

Untersuchungen haben gezeigt, dass der spezifische Methanertrag der Myzelkomposite Abhängig vom Ausgangssubstrat und Verarbeitung ist (Abb. 2). Die Biogasanlage als End-of-Life Option in einer Kaskadennutzung ist eine potenzielle Verwertungsstrategie für Myzelkomposite aus leicht abbaubaren Ausgangssubstraten.

Zukünftig soll das Potenzial von Gärresten als Substrat für Myzelkomposite erörtert werden. Nicht abgebaute Fasern könnten in Myzelkompositen stoffliche Verwendung finden. Eine Übersicht der potenziellen Synergieeffekte für Bioraffinerien/Biogasanlagen in Kombination mit Myzelkompositen ist in Abbildung 3 dargestellt.

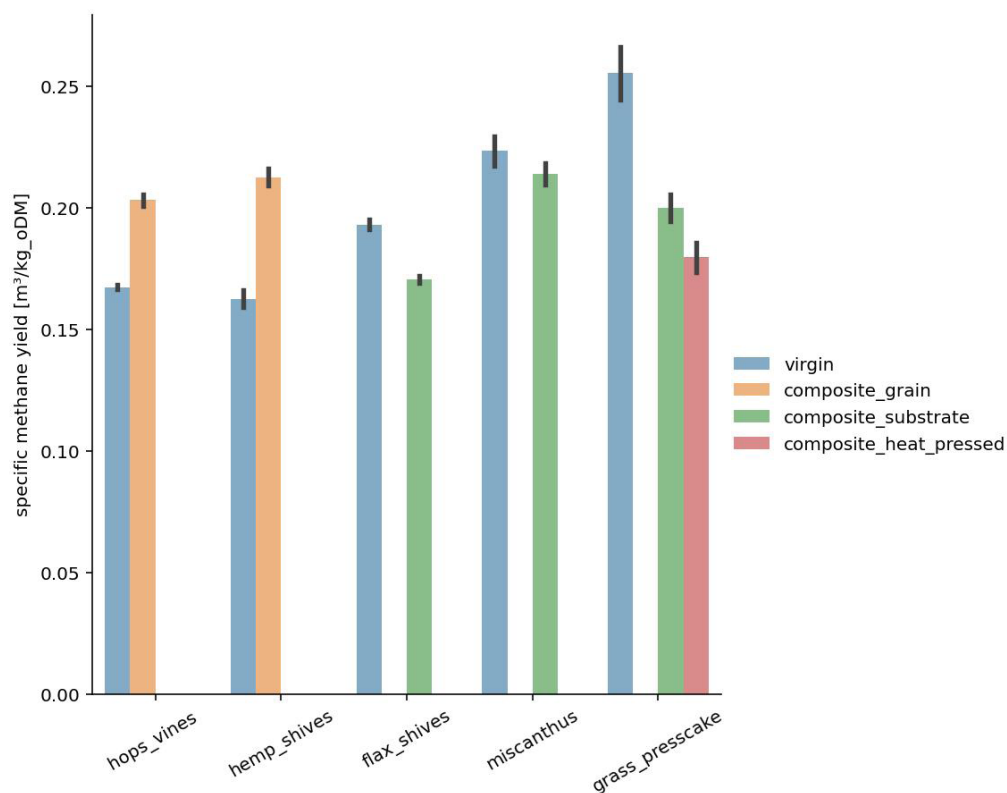


Abb. 2: Spezifischer Methanertrag verschiedener Ausgangssubstrate (virgin) und Myzelkomposite unterschiedlicher Verarbeitungsart – Herstellung mit Körnerbrut (composite_grain), reine Substratbrut (composite_substrate) und Nachbehandlung der Myzelkomposite durch Heißpressen (compositse_heat_pressed)



Abb. 3: Synergien zwischen Myzelmaterialien und Biogaserzeugung (© J. Krümpel)

Literatur

Appels, F.V.; Camere, S.; Montalti, M.; Karana, E.; Jansen, K.M.; Dijksterhuis, J.; Krijgsheld, P.; Wösten, H.A. (2019): Fabrication factors influencing mechanical, moisture- and water-related properties of mycelium-based composites. *Materials & Design* 161, pp. 64–71, doi:10.1016/j.matdes.2018.11.027

Förderhinweis

Grundlagen zur Myzel-Komposite-Produktion konnten im Projekt Fungi2Fabric erarbeitet werden, gefördert 2022 bis 2024 durch die Vector Stiftung.

Unterdruck-Ammoniak-Stripper zur N-Rückgewinnung aus flüssigem Gärprodukt

KEA PURWING, ANDREAS LEMMER

1 Einleitung

Neben der steigenden Nachfrage nach Nahrungsmitteln machen der wachsende Energiebedarf der Gesellschaft, die Verknappung fossiler Brennstoffe und der Klimawandel den Einsatz erneuerbarer Energiequellen notwendig. Eine wichtige Energiequelle ist Biogas, das durch die anaerobe Zersetzung von Biomasse in Biogasanlagen entsteht. Neben Biogas als Energiequelle produzieren Biogasanlagen auch Gärprodukt. Dieses enthält den Großteil der Nährstoffe aus der verwendeten Biomasse und wird daher als Düngemittel eingesetzt. Aufgrund des hohen Wassergehalts und der damit verbundenen schlechten Transport- und Lagereigenschaften führt das ungleichmäßige Vorkommen zu Nährstoffüberschuss- und Mangelregionen (Morozova und Lemmer 2022). Heutzutage wird Ammoniak (NH_3) zur Herstellung von mineralischem Stickstoffdünger mittels des Haber-Bosch-Verfahrens verwendet (Umweltbundesamt 2023). Da Erdgas nicht nur die Quelle für Wasserstoff ist, sondern auch rund 60 % der in diesem Prozess verwendeten Energie liefert, ist das Haber-Bosch-Verfahren mit hohen CO_2 -Emissionen verbunden (Fertilizers Europe 2023). Aufgrund der Abhängigkeit von Importen, der hohen CO_2 -Emissionen bei der Produktion von Mineraldüngern und lokalen Überschüssen ist es notwendig, Nährstoffe aus den vorhandenen Nährstoffquellen wie Gülle und Gärprodukt aus Biogasanlagen zurückzugewinnen. Im Vergleich zu anderen Verfahren eignet sich die NH_3 -Strippung besser für partikelreiche Flüssigkeiten und hat einen vergleichsweise geringen Energiebedarf. Das NH_3 -Stripping von Gärprodukt beschreibt die Entfernung von NH_3 aus der flüssigen Phase in eine gasförmige Phase. NH_3 wird anschließend in einem Brüdenwäscher in Schwefelsäure gebunden und die so gewonnene Ammoniumsulfat-Lösung (ASL) kann als mineralischer N-Dünger in der Landwirtschaft eingesetzt werden. Der wichtigste Parameter des NH_3 -Strippings ist neben der Temperatur und der Durchflussrate der Luft der pH-Wert der Lösung (Palakodeti et al. 2021).

Ziel der Arbeit ist die Entwicklung und Optimierung eines energieeffizienten NH_3 -Strippers, der auf den Prinzipien der Oberflächenvergrößerung durch rotierende Scheiben und der Anwendung von Unterdruck basiert.

2 Methodik

Im Forschungslabor der Universität Hohenheim wurde ein innovativer Ammoniak-Stripper entwickelt und gebaut. Er besteht aus einem horizontalen, 1 m langen Zylinder mit einer rotierenden Welle. Auf dieser sind Scheiben angeordnet. Die Hälfte des Zylinders (13,5 kg) ist mit flüssigem, abgetrenntem Gärprodukt gefüllt, sodass sich die Hälfte der Scheiben in der flüssigen Phase und die andere Hälfte in der Gasphase befindet. Durch die langsame Drehung der Welle wird ein dünner Flüssigkeitsfilm mit großer Oberfläche der Gasphase ausgesetzt. Um die NH_3 -Stripp-Effizienz zu erhöhen, wird ein Unterdruck auf die Gasphase ausgeübt (Prinzip des Henry-Gesetzes), ein konstanter Luftstrom durch den Reaktor geleitet und das Gärprodukt mit einem Wasserbad erwärmt. Ziel ist es, Temperatur, Volumenstrom, Betriebsdruck und Verweilzeit zu optimieren.

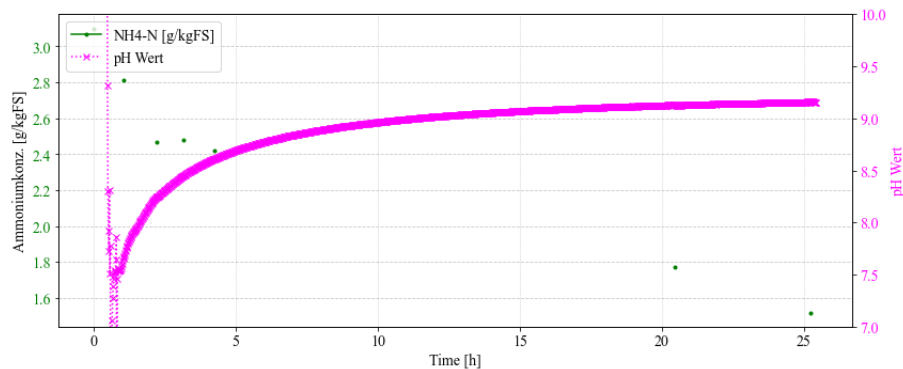


Abb. 1: pH-Verlauf und Ammoniumkonzentration des Substrats bei Stripping über 25 h bei 700 mbar, 33 °C und 5 l/min Luftstrom (© K. Purwing)

3 Ergebnisse

Erste Tests haben gezeigt, dass bei einem absoluten Druck von 700 mbar und einem Luftdurchsatz von 5 l/min bei einer Substrattemperatur von 33 °C eine Stripping-Effizienz von etwa 45 % erreicht werden kann (Abb. 1) und bei einer Substrattemperatur von 63 °C etwa 85 %. Eine Stripping-Effizienz von 85 % entspricht der Effizienz kommerzieller Anlagen, die in der Regel im Bereich von 80 bis 90 % arbeiten. Darüber hinaus wurde ein unerwarteter Anstieg von etwa pH 7,5 auf über 9 beobachtet. Mögliche Erklärungen hierfür sind die Austreibung von CO₂. Der pH-Anstieg während der Strippingung verschiebt das Gleichgewicht von gelöstem Ammonium zu Ammoniak und begünstigt somit den Strippungsprozess. Ein unabhängiger pH-Anstieg kann den Einsatz von Basen reduzieren oder minimieren.

Literatur

- Fertilizers Europe (2023): How Fertilizers are made. <https://www.fertilizerseurope.com/fertilizers-in-europe/how-fertilizers-are-made/>, Zugriff am 19.06.2023
- Morozova, I.; Lemmer, A. (2022): Nutrient Recovery from Digestate of Agricultural Biogas Plants: A Comparative Study of Innovative Biocoal-Based Additives in Laboratory and Full-Scale Experiments. *Molecules* 27(16), DOI: 10.3390/molecules27165289
- Palakodeti, A.; Azman, S.; Rossi, B.; Dewil, R.; Appels, L. (2021): A critical review of ammonia recovery from anaerobic digestate of organic wastes via stripping. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 143(9), DOI: 10.1016/j.rser.2021.110903
- Umweltbundesamt (2023): Was ist das Haber-Bosch-Verfahren. <https://www.umweltbundesamt.de/umweltatlas/reaktiver-stickstoff/verursacher/energiewirtschaft-industrie/was-ist-das-haber-bosch-verfahren>, Zugriff am 06.06.2023

Förderung

Die Forschung ist Teil des NitroPhos2-Projekts, das vom Ministerium für Ernährung, Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg (Förderkennzeichen BWFE220031) gefördert wird. Projektpartner in diesem Projekt ist die Geltz Umwelttechnologie GmbH.

Internationale Forschungskooperation „Anpassung von Maisbasierten Nahrungsmittel-Futtermittel-Energie-Systemen an begrenzte Phosphatressourcen“ (AMAIZE-P)

KEA PURWING, TIAN TIAN QI, HANS OECHSNER, JIANBIN GUO

1 Einleitung

Forscher aus elf Fachbereichen der Universität Hohenheim und der China Agricultural University in Peking sind an der internationalen Forschungsgruppe AMAIZE-P beteiligt. Ziel des Projekts ist es, die Effizienz der Phosphatnutzung zu maximieren. Um dieses Ziel zu erreichen, werden über einen Zeitraum von insgesamt 9 Jahren (3 Doktoranden-Generationen) Forschungsarbeiten in den Bereichen Pflanzenzüchtung, Pflanzenproduktion, Tierfutter, menschliche Ernährung, Nährstoffrückgewinnung durch anaerobe Vergärung und hydrothermale Karbonisierungssysteme sowie wirtschaftliche Analysen durchgeführt. Das Staatliche Institut für Agrartechnik und Bioenergie ist am Forschungsthema 3.3 Phosphor und Biogas beteiligt (Abb. 1).

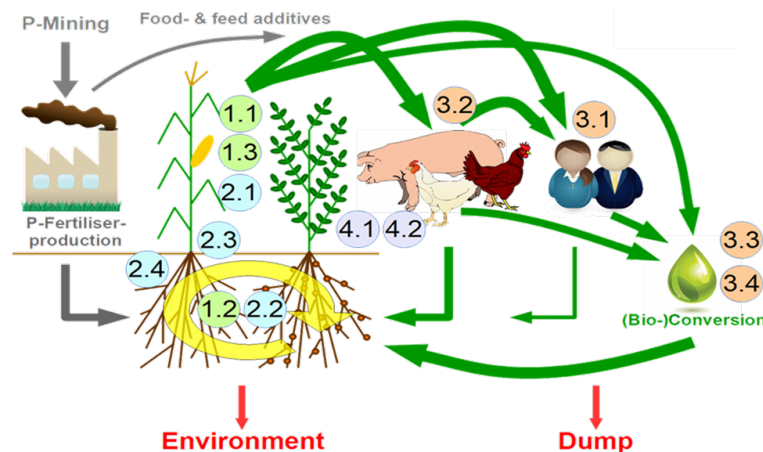


Abb. 1: Überblick über die Forschungsschwerpunkte des AMAIZE-P-Projekts (© IRTG-Projekt Universität Hohenheim)

2 Ergebnisse

In der ersten Projektphase wurde die Veränderung der Phosphatverbindungen durch den anaeroben Vergärungsprozess untersucht. Hierbei wurde festgestellt, dass die labilen Phosphat-Verbindungen durch den Vergärungsprozess abnahmen (Li et al. 2020). Darüber hinaus wurde die Hedley-Fraktionierung, ein Verfahren zur Charakterisierung der verschiedenen Phosphatverbindungen optimiert (Dinkler et al. 2021). In der zweiten Phase des Projekts wurde der Phosphatgehalt der festen Phase durch Zugabe von Additiven zum Gärrest vor der Trennung erhöht. Durch die Zugabe von Stroh und Kieserit zum Gärprodukt vor der Separation konnte 52 bzw. 67 % des Phosphors in die feste Phase überführt werden verglichen mit etwa 40 % bei der Kontrollprobe ohne Behandlung (Uppuluri et al. 2025).

3 Ausblick

Das Forschungsprojekt tritt nun in seine dritte und letzte Phase ein. Die chinesische Seite untersucht den Einfluss der Zugabe von Enzymen auf die Nährstoffverteilung im Kompost. In Hohenheim liegt der Schwerpunkt auf der Gewinnung von Phosphatverbindungen aus Gärresten. Zu diesem Zweck wird eine bestehende Anlage zur Gewinnung von Phosphatsalzen genutzt. Bei diesem Verfahren werden die Abgase aus der Biogasgewinnung, Kohlendioxid und Ammoniak, eingesetzt, um den pH-Wert im Gärrest schonend zu senken oder anzuheben. Im Rahmen des Projekts werden die gewonnenen Phosphatsalze charakterisiert und ihre Eignung als Düngemittel untersucht (Abb. 2).

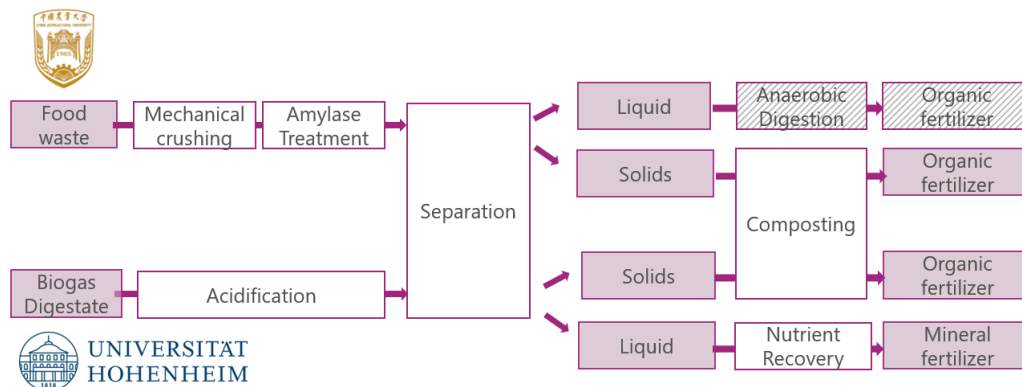


Abb. 2: Schematische Darstellung der Nutzung von Phosphatressourcen aus Biogasgärprodukt und Bioabfall im AMAIZE-P-Projekt (© K. Purwing)

Literatur

- Dinkler, K.; Li, B.; Guo, J.; Hülsemann, B.; Becker, G. C.; Müller, J.; Oechsner, H. (2021): Adapted Hedley fractionation for the analysis of inorganic phosphate in biogas digestate. *Bioresource technology* 331, DOI: 10.1016/j.biortech.2021.125038
- Li, B.; Dinkler, K.; Zhao, N.; Sobhi, M.; Merkle, W.; Liu, S. et al. (2020): Influence of anaerobic digestion on the labile phosphorus in pig, chicken, and dairy manure. *The Science of the total environment* 737, DOI: 10.1016/j.scitotenv.2020.140234
- Uppuluri, N. S.; Ran, X.; Müller, J.; Guo, J.; Oechsner, H. (2025): Effects of additives on shifting phosphorus to solid phase during Solid-Liquid separation of digestate in full-scale biogas plant. *Bioresource technology* 416, DOI: 10.1016/j.biortech.2024.131804

Förderung

Das Projekt wird von der Deutschen Forschungsgemeinschaft DFG gefördert (328017493/GRK 2366). Projektpartner sind 11 Institute der Universität Hohenheim sowie 11 Institute der China Agricultural University.

Wirtschaftsdünger- und Gärrestaufbereitung als Beitrag zum regionalen Nährstoffmanagement in Überschussregionen

SIMON RINCKE, URSULA ROTH, MADLEN GROBE, VERENA WILKEN, SEBASTIAN WULF

1 Einleitung

Wirtschaftsdünger sind ein wertvolles Düngemittel mit wesentlichen Gehalten an Stickstoff (N), Phosphor (P) und Kalium (K). Die unmittelbare Ausbringung von Wirtschaftsdünger stellt die einfachste Art der Verwertung dar. Die Einschränkungen der novellierten Düngeverordnung, die auch Gärreste von Biogasanlagen einbeziehen, erschweren vor allem in Regionen mit intensiver Tierhaltung und hoher Viehdichte eine direkte Verwertung der anfallenden Wirtschaftsdünger. Die Aufbereitung von Wirtschaftsdüngern und Gärresten kann dazu beitragen, dass die Nährstoffe im Wirtschaftsdünger effizienter genutzt werden können und die Emissionen verringert werden. Ersetzen die Aufbereitungsprodukte in den Ackerbauregionen Handelsdünger, kann zudem ein Teil der Emissionen durch den Einsatz von Energie und Betriebsmitteln vermieden werden.

Ziel des Projektes AGRON war es, Konzepte für eine regional angepasste Nährstoffentfrachtung durch die Integration der Wirtschaftsdünger- bzw. Gärrestaufbereitung zu entwickeln, die Regionen mit Nährstoffüberschüssen entlasten und für Ackerbauregionen einen Beitrag zur Reduzierung des Handelsdüngereinsatzes leisten können.

2 Methoden

Für 4 Referenzregionen in Niedersachsen wurde beispielhaft geprüft, inwieweit ausgewählte Verfahrenskombinationen zur Nährstoffentfrachtung beitragen können. Grundlage waren umfängliche Daten zur Ist-Situation in den Nährstoffüberschuss- sowie den Ackerbauregionen Niedersachsens. Hierbei wurde für alle Landkreise der Nährstoffanfall differenziert nach Wirtschaftsdüngerart, die Wirtschaftsdüngerverbringung, die Betriebsstruktur sowie die Struktur der Biogaserzeugung dargestellt.

3 Ergebnisse

Es zeigte sich, dass bei Landkreisen mit hohem Viehbesatz aktuell bereits eine signifikante Entfrachtung durch den Transport von nicht oder wenig aufbereiteten Wirtschaftsdüngern und Gärresten stattfindet, größtenteils über Hühnertrockenkot (HTK) oder separierte Feststoffe, und oftmals sogar über Transportentfernungen von weniger als 50 oder 100 km. Lediglich für eine geringe Nährstoffmenge liegt der Bedarf für eine weiträumige Verbringung von über 200 km vor (Abb. 1 für die Beispielregion Cloppenburg).

Nur für diese weiten Entfernungen zeigten die Szenarienberechnungen, dass eine Aufbereitung kostengünstiger als der Transport unbehandelter Wirtschaftsdünger sein kann: Für den Zielnährstoff N bieten sich Verfahren mit einer Strippung an, für P das kombinierte Fällungs-/Strippungsverfahren, da hier-

bei hochkonzentrierte Produkte mit geringem Transportaufwand entstehen. Im Vergleich dazu schneiden Membranverfahren aufgrund des hohen Anfalls wenig konzentrierter Produkte schlechter ab.

Neben den Kosten wurden auch die Treibhausgasemissionen betrachtet und mit der Verbringung unbehandelter Wirtschaftsdünger verglichen. Verfahren wie Verdampfung, Fällung/Strippung, Strippung und Membranfiltration reduzieren die Emissionen, hauptsächlich durch geringere Lageremissionen, vermiedene Transporte und den Ersatz von Handelsdüngern. Die größte Reduktion wurde bei der Fällung/Strippung erreicht, da durch Ansäuerung der Substrate und Behandlung der Feststoffe Lageremissionen weitgehend vermieden wurden.

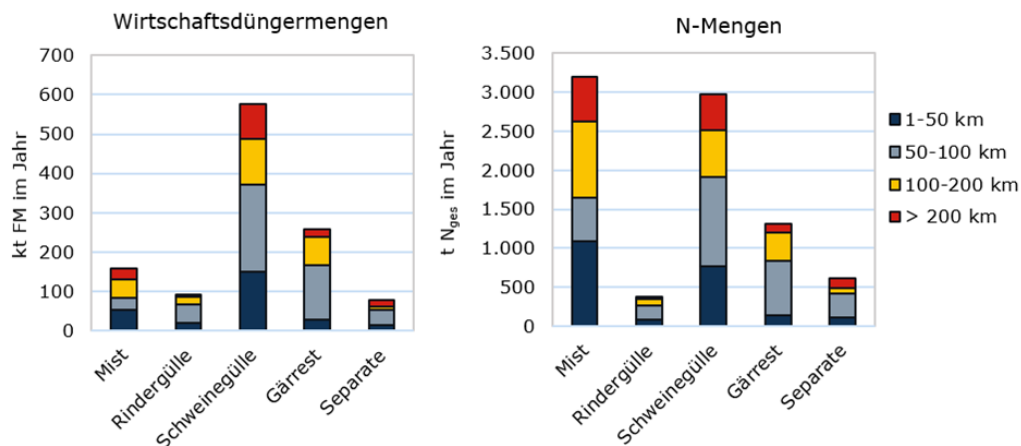


Abb. 1: Transportierte Mengen an Wirtschaftsdünger und Stickstoff, differenziert nach Wirtschaftsdüngerart und Transportentfernungen für den Landkreis Cloppenburg

4 Ausblick

Steigende Handelsdüngerpreise, z.B. ausgelöst durch eine CO₂-Bepreisung, könnten in Zukunft Produkte aus der Gülle- und Gärrestaufbereitung auch für Ackerbauregionen wirtschaftlich vorteilhafter machen. Zudem eröffnen sich durch aktuelle rechtliche Entwicklungen neue Optionen für einige Aufbereitungsprodukte: Falls zukünftig der Einsatz von sogenannten RENURE-Düngemitteln (REcovered Nitrogen from manURE) über die Grenzen der Nitratrictlinie hinaus erlaubt wird, könnten aufbereitete Produkte regional genutzt und Ferntransporte weitgehend vermieden werden. Dies würde die Kosteneffizienz der Verfahren steigern und eine höhere Zahlungsbereitschaft für Aufbereitungsprodukte erwarten lassen als in einer im Projekt durchgeführten Umfrage ermittelt; dies gilt insbesondere für Membranverfahren, die zwar weniger konzentrierte, aber RENURE-konforme Produkte liefern.

Förderhinweis

Das Verbundvorhaben AGRON (Aufbereitung von Gärresten und Gülle zur Optimierung des Nährstoffmanagements in Überschussregionen) wurde finanziert aus Fördermitteln des Bundesministeriums für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat (BMLEH) aufgrund eines Beschlusses des deutschen Bundestages und über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) im Rahmen des Förderprogramms Nachwachsende Rohstoffe (FKZ 2220NR275 A und B).

Trocknung und Verdampfung von Wirtschaftsdüngern zur Erhöhung der Transportwürdigkeit – ein Verfahrensvergleich

RAINER KISSEL, ANNIKA STEHR, SUSANNE HÖCHERL

1 Einleitung

Im Rahmen des bundesweiten Modell- und Demonstrationsvorhabens „SlurryUpgrade“ werden Verfahren zur Aufbereitung von Wirtschaftsdüngern untersucht und bewertet, um Wege für ein innerbetriebliches Nährstoffmanagement aufzuzeigen. Ziel ist es, landwirtschaftlichen Betrieben praxistaugliche Lösungen vorzustellen, mit denen sie den Anforderungen der novellierten Düngeverordnung, wie der 170 kg N/ha-Grenze sowie der begrenzten Lagerkapazität begegnen können. Insbesondere in viehstarken Regionen führt die hohe Güllemenge mit niedriger Nährstoffkonzentration zu logistischen und ökonomischen Problemen bei der Lagerung und wenn überschüssige Nährstoffe abgegeben werden sollen. Aufbereitungsverfahren, wie die Trocknung oder Vakuumverdampfung, bieten hier Lösungsansätze, indem sie die Nährstoffkonzentration erhöhen und die Transportwürdigkeit verbessern. Gleichzeitig sind jedoch Informationen über Nährstoffgehalte, Verfügbarkeit, Energiebedarf und Kosten der Verfahren bislang begrenzt, was Investitionsentscheidungen erschwert (Möller und Müller 2012).

2 Material und Methoden

In der Modellregion Bayern wurden bei einem Rührwerkstrockner und einer zweistufigen Vakuumverdampfungsanlage Kennzahlen hinsichtlich des Energieverbrauchs sowie der Nährstoffgehalte der (aufbereiteten) Wirtschaftsdünger erfasst. Die zugeführten Gärrestmengen wurden mittels Wägezellen bestimmt. Mit Temperatursonden wurden Vor- und Rücklauftemperatur, mit Turbinenradzählern der Wasserdurchlauf ermittelt, um die verbrauchten Wärmemengen zu bestimmen. Für den Stromverbrauch wurden Stromzähler eingesetzt. Zudem erfolgte eine Analyse der (aufbereiteten) Wirtschaftsdünger hinsichtlich ihrer Nährstoffzusammensetzung (N_{ges} , $\text{NH}_4\text{-N}$, P_2O_5 , K_2O , S).

3 Ergebnisse und Diskussion

3.1 Herstellung

Beim Rührwerkstrockner wurden dem Gärrest durchschnittlich 82 % des ursprünglich enthaltenen Wassers entzogen. Bei der untersuchten Vakuumverdampfung lag der Abscheidegrad mit 25 % Wasserentzug hingegen deutlich niedriger (Abb. 1).

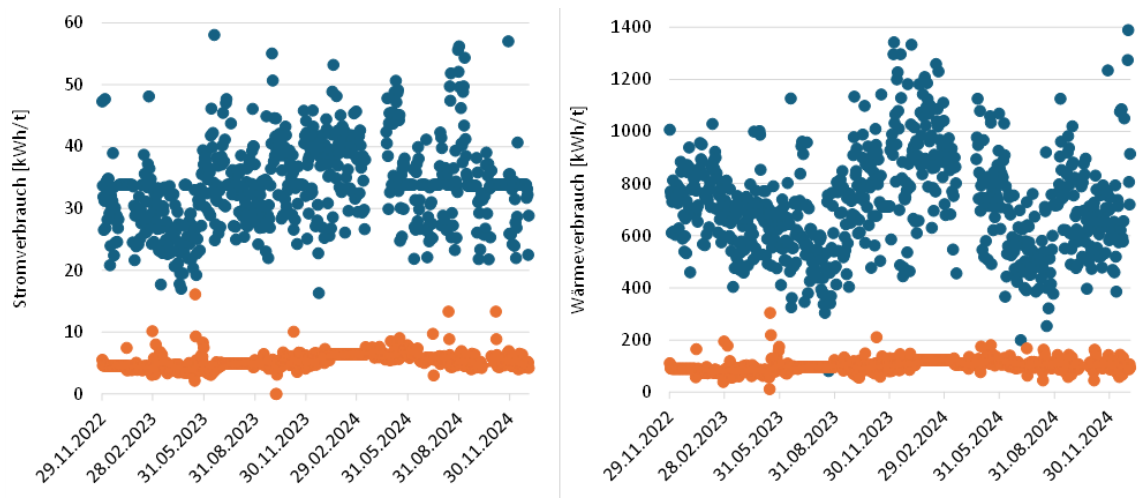


Abb. 1: Verlauf des täglichen Strom- und Wärmeverbrauchs einer Vakuumverdampfung und einer Rührwerkstrocknung (2 Jahre) (© R. Kissel)

Neben der Technik ist der geringere Wasserentzug die Hauptursache für den erheblich niedrigeren Energiebedarf im Vergleich zur Trocknung. Durchschnittlich verbrauchte der hier dargestellte Rührwerkstrockner rund 730 kWh Wärme und 34 kWh Strom für die Behandlung eines m^3 Gärrests. Für die gleiche Menge wurden in der Vakuumverdampfung lediglich 100 kWh Wärme bei 5 kWh Strom verbraucht. Allerdings betrug der Durchsatz der Verdampfungsanlage mit knapp 60 m^3 pro Tag ca. das sechsfache der Trocknung ($9,5 \text{ t/d}$).

3.2 Eigenschaften der (aufbereiteten) Wirtschaftsdünger

Durch den Trocknungsprozess stieg der Trockensubstanz(TS)-Gehalt des Gärrestes von 13,3 % auf 84,8 %. Der bei der Vakuumverdampfung zugeführte flüssige separierte Gärrest wies einen TS-Gehalt von 8,3 % auf, der TS-Gehalt der Produkte betrug 35,3 % (Ammoniumsulfat-Lösung (ASL)) bzw. 9,2 % (Dickschlamm). Tabelle 1 zeigt die ermittelten mittleren Nährstoffgehalte der (aufbereiteten) Produkte.

Tab. 1: Nährstoffgehalte der (aufbereiteten) Wirtschaftsdünger

Technik	Produkt	Einheit	N _{ges}	NH ₄ -N	P ₂ O ₅	K ₂ O	S
Rührwerkstrockner	Gärrest (Referenz)	kg/m ³	8,5	4,7	5,0	7,8	0,8
Rührwerkstrockner	Getrockneter Gärrest	kg/t	28,3	7,8	32,0	50,3	19,1
Vakuumverdampfung	Flüssiger separierter Gärrest (Referenz)	kg/m ³	5,0	2,5	2,8	6,1	0,5
Vakuumverdampfung	ASL	kg/t	-	70,3	0,0	0,0	88,9
Vakuumverdampfung	Dickschlamm	kg/m ³	3,6	0,9	4,3	9,4	0,6

4 Fazit

Die Trocknung von Gärresten ermöglicht einen hohen Wasserentzug (bis zu 94 %) bei gleichzeitig hohem Energiebedarf. Daher ist dies nur wirtschaftlich, wenn Wärme aus einer Biogasanlage anders nicht genutzt werden kann. Das entstehende Produkt weist die Eigenschaften eines Depotdüngers auf, welcher sich vor allem für Hackfrüchte eignet. Die Vakuumverdampfung ist technisch komplexer, zeichnet sich je-

doch durch einen deutlich geringeren Energieverbrauch aus. Zudem produziert sie, neben Dickschlamm, eine ASL, welche als Mineraldünger nicht unter die 170 kg N/ha Grenze fällt. Die Eignung eines Verfahrens hängt dabei stark von betrieblichen Rahmenbedingungen, der verfügbaren Energie sowie regionalen Nährstoffbilanzen ab (Roth et al. 2021).

Literatur

- Möller, K.; Müller, T. (2012): Effects of anaerobic digestion on digestate nutrient availability and crop growth: A review. *Engineering in Life Sciences* 12(3), pp. 242–257, DOI: 10.1002/elsc.201100085
- Roth, U.; Wulf, S.; Fechter, M.; Herbes, C.; Dahlin, J. (2021): Gärrestaufbereitung als Beitrag zur Nährstoffentfrachtung von Überschussregionen – Kosten und Treibhausgasemissionen. *Landtechnik* 76(2), S. 68–96, DOI: 10.1515/LT.2021.3266

Förderhinweis

Der Tagungsbeitrag wurde im Rahmen des Modell- und Demonstrationsvorhabens SlurryUpgrade (FKZ: 2820ABS300) angefertigt, welches vom Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat (BMLEH) aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert wird. Projektträger ist die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE).

BioTorf aus Nebenprodukten – Erhöhung der Methanausbeute von Weizenstroh und Tomatenpflanzenresten

FABIAN ORTH, BENEDIKT HÜLSEMAN, HANS OECHSNER

1 Einleitung

Angesichts der hohen Mengen an bislang ungenutzten landwirtschaftlichen Reststoffen gewinnen diese zunehmend an Bedeutung als Substrat für die Biogaserzeugung. Dabei können Biogasanlagen im Rahmen bioökonomischer Konzepte eine zentrale Rolle bei der Verwertung lignocellulosehaltiger Reststoffe wie Weizenstroh oder Tomatenpflanzenresten übernehmen. Allein in Deutschland fallen jährlich 2,5 bis 6,5 Mio. tFM ungenutztes Weizenstroh an (Pfeiffer et al. 2019). Diese Reststoffe weisen jedoch anaerob eine geringe biologische Abbaubarkeit auf, was eine wirtschaftliche Vergärung der Reststoffe erschwert. Ziel dieses Beitrags ist es, zu zeigen, wie sich die Vergärbarkeit solcher Materialien durch Vorbehandlung in einer Thermodruckhydrolyse (TDH) verändert. Das Gesamtprojekt fokussiert eine kombinierte Biogas- und Faserproduktion. Nach der TDH erfolgt eine Fest-Flüssig-Trennung: Die flüssige Phase dient der Biogaserzeugung, die feste Phase soll als Torfersatz genutzt werden (Abb. 1).

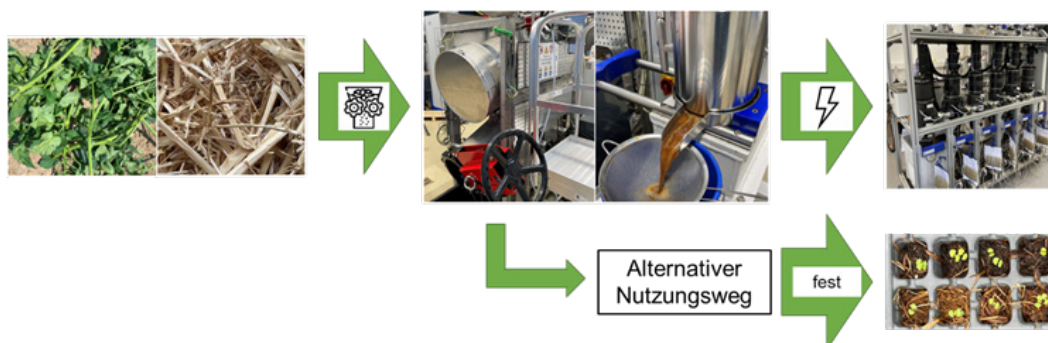


Abb. 1: Schematische Darstellung des Gesamtkonzeptes (© F. Orth)

2 Thermodruckhydrolyse

Die Thermodruckhydrolyse (TDH) ist ein physikalisches Vorbehandlungsverfahren zur Aufbereitung lignocellulosehaltiger Biomasse. Dabei wird das Substrat in wässriger Suspension bei einem Sattedruck von 6 bis 10 bar und Temperaturen zwischen 140 und 200 °C behandelt. Durch die thermisch-hydrolytischen Bedingungen kommt es zur Depolymerisation komplexer organischer Verbindungen, insbesondere der Lignocellulose. Infolgedessen werden Zellwände aufgeschlossen, Hemicellulosen teilweise hydrolysiert und Ligninstrukturen disruptiert. Dies führt zu einer signifikanten Erhöhung der biologischen Verfügbarkeit der Kohlenhydrate und begünstigt die mikrobielle Umsetzbarkeit in nachfolgenden Prozessen wie der anaeroben Vergärung (Sahari et al. 2024)

2.1 Methodik

Für die Untersuchungen wurden Weizenstroh und Tomatenpflanzenreste im Labormaßstab mittels einer TDH-Anlage der Firma Agres Systems GmbH behandelt. Die TDH wurde bei 160 °C mit 10 min Haltezeit und einer Trockenmasse von 25 % betrieben. Die Erhitzung erfolgte über eine Thermoölanlage. Im gasdichten Reaktor entsteht ein Druck zwischen 6 und 7 bar. Nach Haltezeit erfolgte eine abrupte Druckentlastung. Anschließend wurde eine Fest-Flüssig-Trennung mittels hydraulischer Presse (100 bar, 2 min, 2 mm Sieb) durchgeführt. Der Methanertrag sowie der spezifische Methanertrag (SMY) wurden mittels Hohenheimer Biogasertragstest (HBT) bei 37 °C über 35 Tage ermittelt (Helffrich und Oechsner 2003).

2.2 Ergebnisse

Nach der TDH wurde eine signifikante Erhöhung der Essigsäurekonzentration festgestellt, insbesondere in der flüssigen Phase. Dies ist auf den Abbau von der durch die Thermodruckhydrolyse freigesetzten Hemicellulose zurückzuführen. Für Weizenstroh stieg die Essigsäurekonzentration um über 500 %. Der SMY erhöhte sich für Weizenstroh von 268 auf 311 $L_{CH_4} \text{ kg}_{OTS}^{-1}$ (vor der Separation), bei der flüssigen Phase sogar auf 344 $L_{CH_4} \text{ kg}_{OTS}^{-1}$. Für Tomatenpflanzenreste zeigte sich keine Erhöhung des SMY. Der SMY sank leicht von 228 auf 225 $L_{CH_4} \text{ kg}_{OTS}^{-1}$ (vor der Separation), die flüssige Phase lag bei 227 $L_{CH_4} \text{ kg}_{OTS}^{-1}$. Insgesamt konnte der Methanertrag von Weizenstroh um 18 % gesteigert werden, während bei Tomatenpflanzenresten der Methanertrag um 22 % zurückging (Orth et al. 2025). Die Wirksamkeit der TDH scheint mit steigendem Rohfaseranteil zuzunehmen, es braucht weitere Forschung, um den Zusammenhang genauer darzulegen.

3 Fazit

Die Ergebnisse zeigen, dass sich bei Weizenstroh der Methanertrag durch die Aufbereitung der TDH signifikant steigern lässt. Die Ursache ist hier der Aufschluss von Lignocellulose und die erhöhte Bildung von Essigsäure. Bei den Tomatenpflanzenresten kommt es hingegen zu Ertragsverlusten, vermutlich infolge dampfbedingter Stoffverluste (insbesondere von gut vergärbaren Fettsäuren) bei der Druckentlastung. Die TDH ermöglicht zudem eine stoffliche Nutzung der festen Fraktion, etwa als Torfersatz. Für eine praxisnahe Anwendung sind jedoch weitere Untersuchungen notwendig. Zudem steht eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung noch aus.

Literatur

- Helffrich, D.; Oechsner, H. (2003): Hohenheimer Biogasertragstest. *Landtechnik* 58, S. 148–149
- Orth, F.; Hülsemann, B.; Kriswantoro, J. A.; Ko, T.-W.; Chu, C.-Y. (2025): Bioeconomic potential of lignocellulosic by-products: Steam explosion-based fractionation into solid and liquid phases for fiber and methane production. *Bioresource technology* 433, DOI: 10.1016/j.biortech.2025.132723
- Pfeiffer, A.; Mertens, A.; Brosowski, A.; Thrän, D. (2019): Der Strohmarkt in Deutschland. *Marktschreier* 4.0
- Sahari, N.; Nazri, N. S.; Mohammad, M.; Razali, Halim; Yunus, Nurleyana; Al-Shaibani, S. M. S. (2024): Sequential multiple compound extraction from biomass using steam explosion as pretreatment: A review. *Industrial Crops and Products* 221, DOI: 10.1016/j.indcrop.2024.119070

Förderhinweis

Wir danken der Deutschen Forschungsgemeinschaft für die Förderung des Projektes „Nutzung von Lignocellulosereichen Substraten zur Biogas- und Faser, bzw. Cellulosegewinnung mittels innovativer Verfahren“ mit der Fördernummer 528509155.

Einflussanalyse aerober filamentöser Pilze auf die Biogasproduktion

NIKOLA D. TOMIĆ, CRISTINA GONZÁLEZ RIVERO, DIANA YOUNG, STEFAN REITBERGER, VERONIKA FLAD, J. PHILIPP BENZ

1 Einleitung

Der Umstieg von Energiepflanzen wie Mais auf landwirtschaftliche Reststoffe wie Stroh als Biogassubstrat hätte einige Vorteile. Flächen, auf denen Energiepflanzen als Monokultur angebaut werden, könnten beispielsweise wieder für die Produktion von Nahrungsmitteln genutzt werden. Damit würde die Produktion von Biogas sinnvoller in eine auf regenerativen Rohstoffen aufgebaute Kreislaufwirtschaft integriert, ohne die Nahrungsmittelproduktion oder die Umwelt zu beeinträchtigen. Da lignocellulosereiche Reststoffe (LCR) wie Stroh jedoch in gängigen Biogasanlagen nur ungenügend aufgeschlossen und damit nicht effizient in Biogas umgewandelt werden, besteht Forschungsbedarf zu geeigneten Vorbehandlungsmethoden. Im Rahmen des hier vorgestellten Projekts wird die Vor- und Nachbehandlung von LCR mit aeroben filamentösen Pilzen angewandt und ihr Einfluss auf die Biogasproduktion aus Weizenstroh untersucht.

2 Projektvorstellung

2.1 Unsere Vision einer mehrstufigen Biogasanlage mit Vor- und Nachbehandlung durch aerobe Pilze

Filamentöse Pilze kommen in verschiedenen aeroben Bereichen von Biogasanlagen in Deutschland bereits natürlicherweise vor. Im vorliegenden Projekt soll gezielt eine aerobe Pilzspezies der Gattung *Trichoderma* für die Vorbehandlung von Weizenstroh eingesetzt werden, während holzabbauende Braun- bzw. Weißfäulepilze für die Verrottung und Wiedereinspeisung unverdauter Gärrestfasern verwendet werden sollen. Abbildung 1 zeigt den schematischen Aufbau der geplanten Versuche mit aeroben Pilzen in einem von allen Projektpartnern kontinuierlich betriebenen Biogastechnikum.

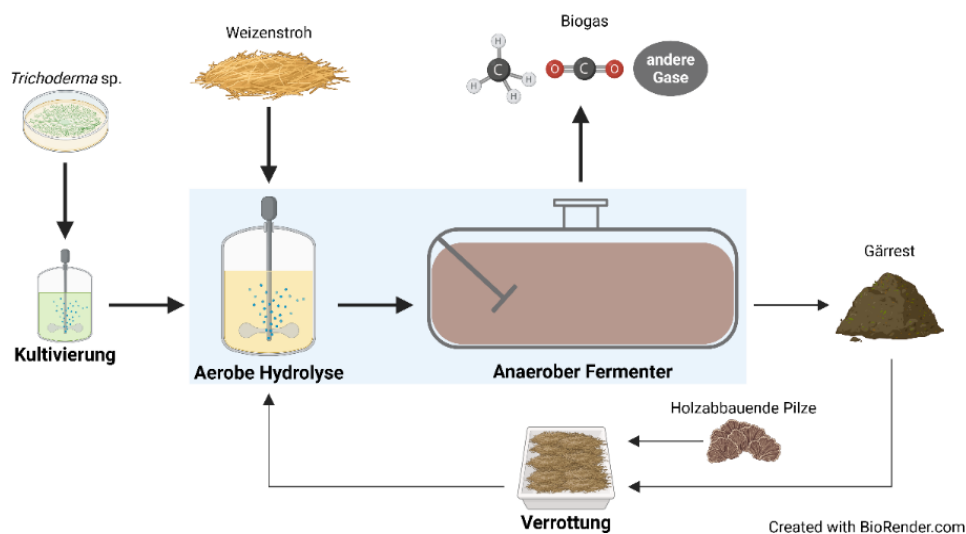


Abb. 1: Überblick über die mit aeroben Pilzen geplanten Experimente der TUM (© N. D. Tomić)

2.2 Auswahl eines Trichoderma-Stammes zum Einsatz in der Hydrolysestufe

Der Fokus der bisherigen Forschungsarbeiten lag auf der Auswahl eines Trichoderma-Stammes für den Einsatz im Hydrolysetank. Da in der Trichoderma-Stammsammlung der Professur für Pilz-Biotechnologie 31 Stämme zur Verfügung standen, wurde ein Auswahlverfahren entwickelt, in welchem folgende Kriterien untersucht wurden:

- Für den Strohaufschluss relevante enzymatische Aktivitäten und deren Verzuckerungseffizienz
- Biokontrollaktivitäten gegenüber pilzlichen Konkurrenten
- Einfluss von Rezirkulat aus der Biogasanlage auf das Pilzwachstum

Durch die so gewonnenen Daten konnte die Anzahl der auswählbaren Stämme von 31 auf 4 reduziert werden.

3 Fazit

Der Umstieg auf LCR als Biogassubstrat ist vielversprechend, derzeit jedoch aufgrund ihrer schlechten Vergärbarkeit schwer umsetzbar.

Wir wollen das Potenzial aerober Pilze nutzen, um eine effiziente Biogasproduktion aus LCR zu ermöglichen, und den pilzlichen Einfluss möglichst genau quantifizieren.

Literatur

Mutschlechner, M.; Illmer, P.; Wagner, A. O. (2015): Biological pre-treatment: Enhancing biogas production using the highly cellulolytic fungus *Trichoderma viride*. *Waste Management* 43, pp. 98–107, DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.wasman.2015.05.011>

Young, D.; Dollhofer, V.; Callaghan, T. M.; Reitberger, S.; Lebuhn, M.; Benz, J. P. (2018): Isolation, identification and characterization of lignocellulolytic aerobic and anaerobic fungi in one- and two-phase biogas plants. *Biore-source Technology* 268, pp. 470–479, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2018.07.103>

Förderhinweis

Die Förderung des Verbundvorhabens LCR-Pilze erfolgt durch das Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat aufgrund eines Beschlusses des Bundestages unter Projektträgerschaft der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FKZ 2222NR098A).

Silierung von Hopfenrebhäckseln zur Biogaserzeugung und zur Nutzung als Substrat in bioökonomischen Anwendungen

LEONHARD LENZ, BENEDIKT HÜLSEMANN, HANS OECHSNER

1 Einleitung

Hopfen (*Humulus lupulus* L.) wird hauptsächlich zur Gewinnung der Dolden für das Brauwesen angebaut, wobei rund 80 % der Pflanzenmasse als sogenannte Hopfenrebhäcksel (HRH) ungenutzt bleiben. Diese lignocellulosehaltigen Reststoffe bieten jedoch Potenzial für bioökonomische Anwendungen wie Biogaserzeugung oder Fasergewinnung für Verpackungs- und Textilprodukte (Gebhardt et al. 2021, Hülsemann et al. 2023). In der Hallertau werden HRH bereits partiell energetisch genutzt. Aufgrund der saisonalen Verfügbarkeit stellt jedoch die Silierung eine zentrale Voraussetzung für die ganzjährige Verwertung dar. Reine HRH sind allerdings aufgrund ihres niedrigen Trockensubstanzgehalts schwer silierbar (Öztürk et al. 2020). Der Einsatz von Siliermitteln wie Melasse, Kaliumnitrat oder Milchsäurebakterien kann hier Abhilfe schaffen (Pahlow et al. 2003, Galler 2011). Ziel dieser Arbeit war es, die Wirkung dieser Zusätze auf die Silagequalität sowie den Methanertrag zu untersuchen und somit die HRH gezielt für bioökonomische Nutzungspfade zu erschließen. Besonderes Augenmerk wurde dabei auf die Bildung von Buttersäure gelegt, da diese durch die Geruchsemission die weitere Nutzung stark einschränkt (Hülsemann et al. 2023).

2 Methodik

Nach der Ernte wurden verbliebene Metalldrähte aus den Hopfenrebhäckseln entfernt, und das Material wurde erneut gehäckselt. Die so gewonnenen Häcksel wurden mit den Siliermitteln Melasse (3 % w/w), Kaliumnitrat (0,4 % w/w) und homofermentativen MSB (200.000 KBE/g) versetzt und in 1,5-Liter-Weckgläsern verdichtet. Für das frische Substrat wurden je Variante nach 3, 14, 30 und 90 Tagen jeweils drei Gläser geöffnet. Dabei wurden der pH-Wert sowie die Zusammensetzung der organischen Säuren bestimmt, um zeitliche Verläufe über die Silagedauer zu erfassen. Die Substrate sowie die nach 90 Tagen silierten Proben wurden zusätzlich hinsichtlich ihres Methanertrags getestet. Im darauffolgenden Jahr wurden ergänzend Versuche mit einem über Nacht gealterten Substrat durchgeführt, um realistisch mögliche Prozesseinflüsse durch Alterung zu evaluieren. Diese Proben wurden in dreifacher Ausführung aufbereitet und nach 90 Tagen ausgewertet. Neben der Kontrollgruppe und den Einzelzusätzen wurden auch Kombinationen von jeweils zwei sowie allen drei Siliermitteln getestet. Diese Proben wurden ausschließlich hinsichtlich pH-Wert und Säurezusammensetzung analysiert. Zur Bewertung wurde der DLG-Schlüssel herangezogen, der insbesondere den pH-Wert sowie die Gehalte an Buttersäure und Essigsäure berücksichtigt (Kaiser et al. 2006).

3 Ergebnisse

Die Säureanalytik zeigt, dass alle drei Siliermittel die Qualität der Silage aus frischem Material verbessern. Besonders Nitrat erwies sich als effektiv zur Verhinderung der Buttersäurebildung. Durch die Silierung wird der spezifische Methanertrag der HRH leicht erhöht; vor allem jedoch wird eine im frischen Substrat beobachtete Inhibition des Biogasprozesses verhindert. Die Ergebnisse für das über Nacht gealterte Substrat zeigen, dass insbesondere die Zugabe von Nitrat weiterhin die Bildung von Buttersäure wirksam unterbindet. Im Gegensatz dazu wiesen die Kontrollgruppe, die mit Milchsäurebakterien und vor allem mit zusätzlichem Zucker in Form von Melasse versetzten Proben erhöhte Buttersäuregehalte auf (Abb. 1). Die Kombination aus Melasse und Nitrat erzielte die besten Ergebnisse in Bezug auf pH-Wert und Milchsäuregehalt, wobei die zusätzliche Zugabe von Milchsäurebakterien keinen signifikanten Einfluss zeigte.

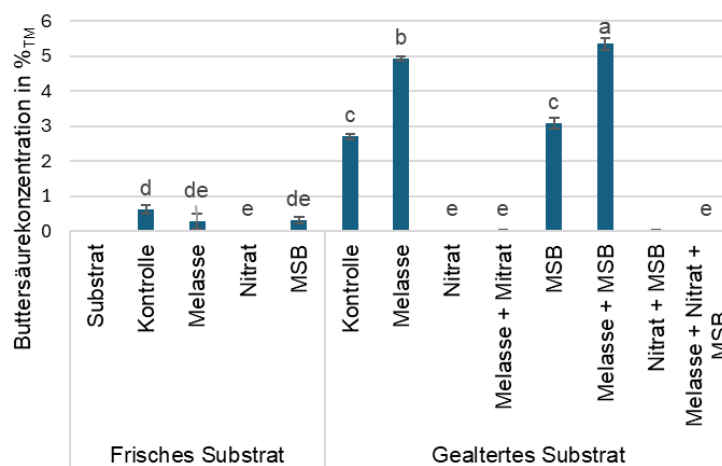


Abb. 1: Buttersäuregehalte in Hopfenrebhäckselnsilage aus frischem und gealtertem Substrat unter Verwendung der Siliermittel Melasse, Nitrat und Milchsäurebakterien (MSB)

Literatur

- Galler, J. (2011): Silagebereitung von A bis Z. Grundlagen – Siliersysteme – Kenngrößen. Praxisratgeber, Landwirtschaftskammer Salzburg
- Gebhardt, M.; Wanek N.; Lemmer A.; Gresser G. (2021): Comparison of fibers from hop rich biogas digestate with natural fibers as raw material for composites. *Journal of Natural Fibers*, <https://doi.org/10.1080/15440478.2021.1958426>
- Hülsemann, B.; Baumgart, M.; Lenz, L.; Elviliana; Föllmer, M.; Sailer, G.; Dinkler, K.; Oechsner, H. (2023): Coupled Biogas and Fiber Production from Agricultural Residues and Energy Crops with Steam Explosion Treatment. *Applied Biosciences* 2(2), pp. 278–291, <https://doi.org/10.3390/applbiosci2020019>
- Kaiser, E.; Weiß, K.; Nußbaum, H.-J.; Kalzendorf, C.; Pahlow, G.; Schenkel, H.; Schwarz, F.J.; Spiekens, H.; Sommer, M.; Staudacher, W.; Thaysen, J. (2006): Grobfutterbewertung. Teil A: DLG-Schlüssel zur Beurteilung der Gärqualität von Grünfuttersilagen auf Basis der chemischen Untersuchung. <https://www.dlg.org/de/landwirtschaft/themen/tierhaltung/futtermittelnet/fachinfos-futtermittelkonservierung>, Zugriff am 05.02.2025
- Öztürk, Y.E.; Gülümser, E.; Mut, H.; Başaran, U.; Çopur Doğrusöz, M. (2020): Determination of silage quality of mixtures in hops with corn and forage soybean. *Harran Journal of Agricultural and Food Science* 24(4), pp. 440–446, DOI: 10.29050/harranziraat.726427

Pahlow, G.; Muck, R.E.; Driehuis, F.; Elferink, S. J. W. H. O.; Spoelstra, S.F. (2003): Microbiology of Ensiling. Silage science and technology 42, pp. 31–93, <https://doi.org/10.2134/agronmonogr42.c2>

Förderhinweis

Die vorgestellten Ergebnisse wurden im Rahmen des Projekts „Verwertung von Nachwachsenden Rohstoffen zur Biogaserzeugung und zur Herstellung von funktionalen Materialien für Textil- und Verpackungsanwendungen“ (BigaTex) durchgeführt. Dieses Projekt wurde vom Ministerium für Ernährung, ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg gefördert (Förderkennzeichen: BWIN330142).

Pilzbasierte Vor- und Nachbehandlung zur Steigerung der Biogasausbeute aus Stroh – Projekt „LCR-PILZE“

DIANA YOUNG, CRISTINA GONZALEZ, NIKOLA D. TOMIĆ, STEFAN REITBERGER, J. PHILIPP BENZ, VERONIKA FLAD

1 Einleitung

Die steigenden Rohstoffpreise und die nach EEG sinkenden staatlichen Prämien bzw. Bonusvergütungen für die Verwendung von nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo), wie z. B. Mais und Ganzpflanzensilagen, drücken auf die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen. Daraus ergeben sich aber auch neue Strategien, z. B. dass landwirtschaftliche Reststoffe nun vermehrt als Substrat zur Biogasproduktion eingesetzt werden. Der Nachteil dabei ist die niedrige Gasbildungsrate aus solchen lignocellulosereichen Reststoffen (LCR). Um das Biogaspotenzial aus LCR, und hier insbesondere aus Stroh, besser erschließen zu können, sollen aerobe als auch anaerobe Pilze eingesetzt werden, die durch ihre Funktion im globalen Kohlenstoffkreislauf optimal für diese Aufgabe geeignet sind. In einer spezifisch eingerichteten Technikums-Biogasanlage werden die folgenden Varianten der Strohvergärung getestet: i) einstufige Vergärung im Vergleich zu zweistufiger Vergärung mit aerober vorgeschalteter Hydrolyse; ii) zweistufige Vergärung mit und ohne Vorbehandlung durch aerobe Pilze; iii) zweistufige Vergärung mit und ohne Vorbehandlung durch anaerobe Pilze; iv) zweistufige Vergärung mit Vorbehandlung durch aerobe und anaerobe Pilze im Vergleich, gekoppelt mit einer Nachbehandlung durch Braunfäulepilze. Ziel ist es, die Auswirkungen der Pilzbehandlungen auf die Biogasproduktion zu erfassen und die Variante mit der größten Verbesserung der Methanausbeute zu identifizieren.

2 Optimierung der Biogaserzeugung aus Weizenstroh

Die meisten landwirtschaftlichen Biogasanlagen haben einen oder mehrere Fermenter, in die Substrate (wie NawaRo oder Gülle) direkt eingebracht werden, und sind nicht für die Vergärung faserhaltiger Substrate ausgelegt. Theoretisch gibt es viele Möglichkeiten, die Methanproduktion aus schwer abbaubaren Substraten wie Stroh zu steigern. Meistens handelt es sich um mechanische, chemische und thermische Verfahren, doch der Einsatz biologischer Verfahren birgt großes Potenzial und wird in den derzeit betriebenen Biogasanlagen am wenigsten angewandt. Dazu zählt unter anderem die Verwendung eines Hydrolysebehälters sowie der Einsatz von Pilzen, die die wichtigsten Abbauer von Lignocellulosen sind. Eine Möglichkeit, um den Aufschluss solch schwervergärbare Substrate zu fördern, ist es, der Acidogenese und Methanogenese eine Hydrolysestufe vorzuschalten (Carrere et al. 2016), welche im vorliegenden Projekt in Varianten implementiert wird.

2.1 Aufbau der Technikums-Biogasanlage und Messtechnik

Zur Prüfung der verschiedenen Pilzbehandlungen im Technikumsmaßstab wurde am Versuchsgut Dürrast (Freising) eine Versuchsbiogasanlage mit zwei Fermentationslinien aufgebaut. Jede Linie verfügt über speziell für die verschiedenen Pilzarten (anaerob und aerob) entwickelte Pilzwachstumstanks. Im Anschluss

verfügen die Linien über einen Hydrolysebehälter, dessen Luftbedarf an die jeweiligen Pilzarten angepasst werden kann. Das im Hydrolysetank vorbehandelte Substrat wird dann in den jeweiligen Fermenter geleitet (Abb. 1). Die Menge und Qualität des Gases, der pH-Wert und die Temperatur des Tankinhalts werden täglich dokumentiert.

2.2 Vergleich der einstufigen und zweistufigen Vergärung von Weizenstroh

Über einen Zeitraum von drei Monaten wurde eine der Fermentationslinien einstufig und die zweite mit einer mit Luft durchgasten Hydrolysestufe betrieben. So wurde zunächst neben den Pilzbehandlungen auch der Effekt der mikroaeroben Hydrolyse auf die Strohvergärung erfasst. Die Hydrolysestufe und Fermenter wurden mit Rezirkulat aus einer Biogasanlage angefahren und bei einer Temperatur von 40 °C mit einer organischen Raumbelastung von $1,0 \text{ kg}_{\text{OTM}} \cdot (\text{m}^3 \cdot \text{d})^{-1}$ betrieben. Um eine Anreicherung der Trockenmasse zu vermeiden, wurde zweimal pro Woche Gärgemisch entnommen und Fasern abgepresst.

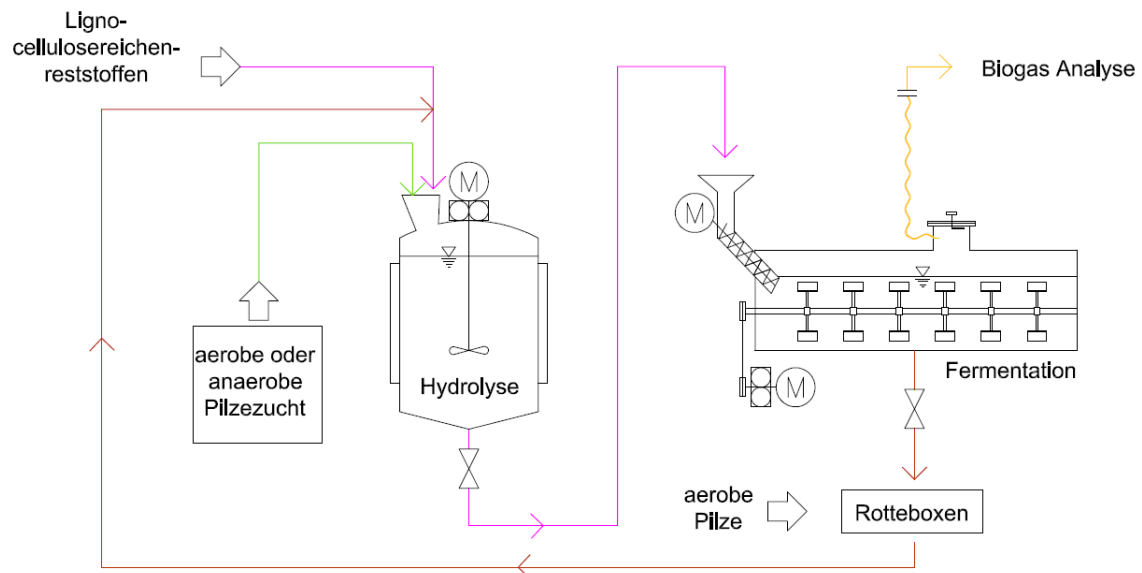


Abb. 1: Skizze Technikumsanlage (© INNOVAS BMK GmbH)

Neben der Erfassung der gängigen physikalischen und chemischen Prozessparameter wurde der Strohaufschluss durch Faseranalytik und die Prozessbiologie molekulargenetisch (Quantifizierung der methanogenen Archaeen und Bakterien, Mikrobiomanalysen) überwacht. Erste Ergebnisse zeigen, dass bei der Monovergärung von Weizenstroh über mehrere Wochen die Biogasproduktion mit der Zeit ansteigt. Dabei war die Biogasproduktion im zweistufigen Prozess effizienter und der Methananteil im Biogas stieg auf über ca. 65 % an. In der einstufigen Vergärung lag er im Vergleich bei ca. 50 %. Zum aktuellen Zeitpunkt sind die chemischen und mikrobiologischen Analysen noch nicht abgeschlossen, sodass Ergebnisse erst auf dem Kongress vorgestellt werden können.

3 Fazit

Nach erfolgreichem Aufbau der Technikumsanlage wurde diese für das vergleichende Experiment zur einstufigen und zweistufigen Vergärung mit luftdurchgaster Hydrolyse in Betrieb genommen. Die ersten Ergebnisse stimmen optimistisch, dass sich die Strohvergärung durch einen Pilzaufschluss verbessern lässt und so zukünftig die bisher als für die Vergärung ungeeignet geltenden LCR für die landwirtschaftliche Biogasproduktion erschlossen werden können.

Literatur

Carrere, H.; Antonopoulou, G.; Affes, R.; Passos, F.; Battimelli, A.; Lyberatos, G.; Ferrer, I. 2016. Review of feedstock pretreatment strategies for improved anaerobic digestion: From lab-scale research to full-scale application. *Bioresource Technology* 199, pp. 386–397, DOI: 10.1016/j.biortech.2015.09.007

Förderhinweis

Das Verbundprojekt LCR-PILZE wird gefördert durch das Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat (BMLEH) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) im Rahmen des Förderprogramms „Nachhaltige Erneuerbare Ressourcen“ (FKZ: 2220NR098A-B).

Projekt „EiFEL-Silphie“ – Etablierung einer innovativen Faser- und Energiegewinnung in der Landwirtschaft mit der Durchwachsenen Silphie

REBECCA MAYER

1 Einleitung

Mais gilt aufgrund seines hohen Biogasertrags als effektivste Energiepflanze für Biogasanlagen. Mit dem Ausbau der Anlagen stieg jedoch der Maisanbau mit Folgen wie Biodiversitätsverlust, Erosion, Nitratbelastung und hohen CO₂-Emissionen (Lajdovaet al. 2016). Zur Minderung dieser Effekte wurde 2023 das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023) novelliert. Der Maisanteil im Substratmix wird dort schrittweise begrenzt und soll ab 2026 maximal 25 % betragen.

Die Durchwachsene Silphie gilt als vielversprechende Alternative. Zwar liegt ihr Methanertrag 10 bis 30 % unter dem von Mais, sie schont als mehrjährige Pflanze jedoch den Boden, senkt Betriebskosten und fördert durch ihr tiefes Wurzelsystem den Humusaufbau. Sie benötigt weniger Pflanzenschutzmittel, schützt das Grundwasser und bietet Lebensraum für Insekten und Wildtiere. Zudem besteht Potenzial zur CO₂-Bindung im Boden (Gerstberger et al. 2016).

Um die Wirtschaftlichkeit bestehender Anlagen zu sichern und nachhaltige Alternativen zu fördern, wurde das Projekt EiFEL-Silphie gestartet. Ziel ist die kombinierte Nutzung der Silphie für Biogas und ihrer hochwertigen Faser als Torfersatz. Dies stellt eine Kaskadennutzung im Sinne der Kreislaufwirtschaft dar. Abbildung 1 zeigt den Prozess der Mehrfachverwertung.

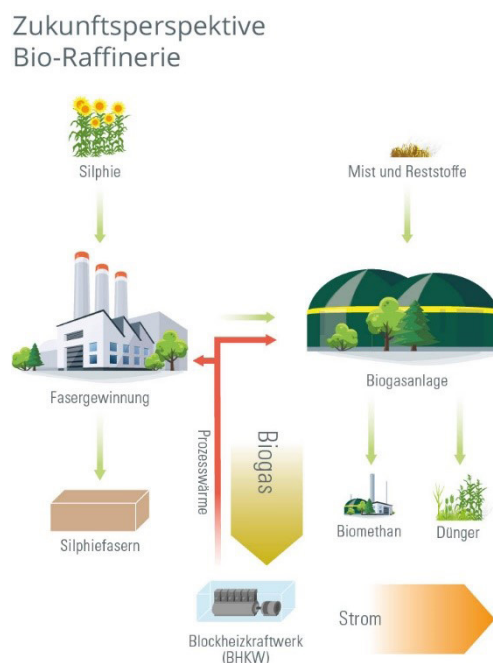


Abb. 1: Mehrfachverwertung der Durchwachsenen Silphie (© OEKOBIT GmbH 2025)

2 Projekt EiFEL-Silphie

Gemeinsam mit sechs regionalen Partnern entwickelt die OEKOBIT GmbH technische und agrarökonomische Grundlagen entlang der gesamten Prozesskette. Langfristig soll eine zweistufige Bioraffinerie entstehen, die den wirtschaftlich tragfähigen Silphieanbau in Rheinland-Pfalz ermöglicht. Dafür wird die Biogasanlage der Gebr. Kessler Bioenergie GmbH in Schmitt (Landkreis Cochem-Zell) entsprechend umgebaut. Ziel ist es, die Nutzungsmöglichkeiten der Silphie über die reine Biogaserzeugung hinaus zu erweitern. Die stoffliche Verwertung der Gärrestfasern soll zusätzliche Erlöse generieren und den geringeren Methanertrag im Vergleich zu Mais wirtschaftlich ausgleichen.

Während zu Beginn die Nutzung der Fasern für die Papierproduktion im Fokus stand, erwies sich im Projektverlauf jedoch die Verwendung als Torfersatz als geeigneter. Untersucht wurden die Eignung der Gärrestfasern, Prozessanforderungen für eine ausreichende Faserqualität bei hoher Gasausbeute sowie logistische Aspekte wie Lagerung, Transport und Abnehmeranbindung. Ergänzend werden im Anlagenumbau unter anderem Optimierungspotenziale für Rührwerke und Pumpen identifiziert. Die Projektergebnisse sowie Erkenntnisse aus der Literatur fließen in einen Leitfaden zur Monofermentation mit Silphie und anschließenden Fasernutzung ein.

3 Fazit

Die Gärrestfasern reiner Silphie sind für den Einsatz als Torfersatz geeignet. Der mit dem Buttersäuregehalt einhergehende Geruch, welcher für die Papiernutzung ein Risiko darstellt, ist bei dieser Nutzungsform unbedenklich, da die Trennung nach der Fermentation erfolgt. Zusätzlich kann damit auch der Methanertrag aus der festen Phase genutzt werden. In den Gärtests fiel dieser insgesamt sogar höher aus, als bislang in der Literatur beschrieben. Außerdem konnte ein geeigneter Vergärungszeitraum für hohen Biogasertrag in Kombination mit ausreichender Faserqualität identifiziert werden. Die Fasern sollten trocken und witterungsgeschützt gelagert werden, die Abholung erfolgt durch den Abnehmer. Insgesamt zeigt sich die Silphie durch ihre Faserverwertung und mehrjährige Nutzbarkeit auch aus ökonomischer Sicht dem Mais überlegen. Da sich die Biogasanlage noch im Umbau befindet, erfolgen weitere Erkenntnisse zur technischen Anpassung im Projektverlauf.

Literatur

- EEG (2023): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Februar 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 52) geändert worden ist
- Gerstberger, P.; Asen, F., Hartmann, C. (2016): Zur Ökonomie und Ökologie der Becherpflanze (*Silphium perfoliatum* L.) im Vergleich zu Silomais. *Journal für Kulturpflanzen* 68(12), S. 445–454, <https://doi.org/10.5073/jfk.2016.12.05>
- Lajdova, Z.; Lajda, J.; Kapusta, J., Bielik, P. (2016): Consequences of maize cultivation intended for biogas production. *Agricultural Economics* 62(12), pp. 543–549, <https://doi.org/10.17221/209/2016-AGRICECON>
- OEKOBIT GmbH (2022): Zukunftsweisendes Projekt zur kombinierten Nutzung der Durchwachsenen Silphie erhält Landesförderung. OEKOBIT Die Biogasexperten. <https://www.oekobit-biogas.com/zukunftsweisendes-projekt-zur-kombinierten-nutzung-der-durchwachsenen-silphie-erhaelt-landesfoerderung/>, Zugriff am 28.05.2025

Förderhinweis

Das Land Rheinland-Pfalz fördert sieben innovative Vorhaben im Rahmen der „Europäischen Innovationspartnerschaft für landwirtschaftliche Produktivität und Nachhaltigkeit“ (EIP-Agri).

Aus den 14 Projektideen wählte ein Fachgremium die überzeugendsten Konzepte aus.

Anwendung rekombinanter Enzyme von anaeroben Pilzen zur gesteigerten Biogasproduktion aus lignozellulosehaltiger Biomasse

CLAUDIO L. KALBERMATTEN, CHRISTIN PETERS, ZRINKA RAGUZ NAKIC, JULIA UNGLAUBE, ALEX RIEDERER, SOPHIA A. F. STROBL, SUSANNE ZEILINGER, HERIBERT INSAM, VERONIKA FLAD, SABINE M. PODMIRSEG, HANS-JOACHIM NÄGELE

1 Einleitung

Anaerobe Pilze (Neocallimastigomycota) kommen natürlich im Verdauungstrakt von Pflanzenfressern vor, wo sie dem Tier bei der Verdauung pflanzlicher Biomasse helfen. Diese Eigenschaft macht sie für die Vorbehandlung von lignozellulosischer Biomasse, die in der anaeroben Verdauung schwer abbaubar ist und in der Regel längere Verweilzeiten erfordert, interessant. Neben dem mechanischen Abbau von pflanzlicher Biomasse über ihre filamentösen Strukturen verfügen anaerobe Pilze über eine Vielzahl von kohlenhydrataktiven Enzymen. Die meisten dieser Enzyme sind noch nicht charakterisiert, was diese Pilze zu einer potenziellen Quelle für neue, effizientere Enzyme macht.

2 Methoden

Aus bestehenden Datenbanken und Publikationen (Drula et al. 2022, Lankiewicz et al. 2023, Morrison et al. 2016) wurden 30 vielversprechende Enzymkandidaten zur Konstruktion einfacher Vorbehandlungscocktails für lignozellulosische Biomasse ausgewählt. Die Auswahlkriterien beinhalteten sowohl Transkriptomikdaten wie auch Literaturinformationen und physikalische Eigenschaften der Proteine. Diese gewählten Enzyme wurden rekombinant in *Escherichia coli* BL21 (DE3) mit dem pET-Vektor, einem etablierten und robusten System zur Proteinherstellung, exprimiert.

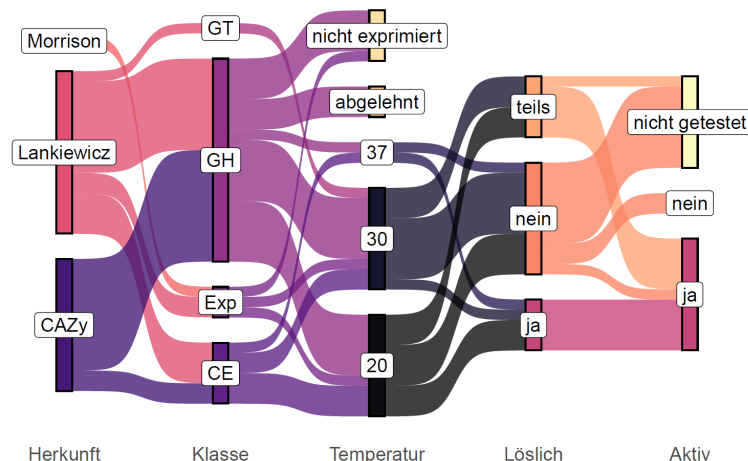


Abb. 1: Herkunft, erwartete Enzymklasse, optimale Expressionstemperatur (°C), Löslichkeit und Aktivität der Enzymkandidaten (GT = Glykosyltransferase, GH = Glykosylhydrolase, Exp = Expansin, CE = Carbohydrtesterase) (© C. Kalbermatten)

3 Resultate

Ohne weitere Optimierung wurden 10 der gewählten Enzyme in löslichem Zustand exprimiert und wiesen die bioinformatisch vorhergesagte Aktivität auf (Abb. 1). Weitere 11 Enzyme wurden exprimiert, lagen aber als unlösliche Aggregate vor. Da für eine möglichst günstige Vorbehandlung die Aufreinigung einfach gehalten werden soll, wurden diese vorerst nicht weiterverfolgt.

Das Temperatur- und pH-Optimum ausgewählter Enzyme wurde ermittelt und lag bei 35 bis 40 °C und pH 6,5 bis 7,0, wie aufgrund der Präferenzen des Ursprungsorganismus erwartet. Zudem wurde die Enzymaktivität in einem Rohzellextrakt bestimmt, diese variierte von 30 bis zu 2.000 IU/mL.

4 Ausblick

In einem nächsten Schritt wird der Effekt der enzymhaltigen Rohextrakte auf Weizenstroh getestet. Im Falle einer signifikanten Verbesserung der Biomethanisierung könnte der einfache und synergistische Rohextraktcocktail aus rekombinanten anaeroben Pilzenzymen eine vielversprechende Alternative zu kommerziell erhältlichen Enzymmischungen darstellen. Auch die weitere Optimierung des Expressionssystems und das Testen alternativer Systeme wie beispielsweise die Expression in Hefen sind Teil der Forschung und könnten die Kosten der Enzymherstellung weiter senken.

Literatur

- Drula, E.; Garron, M.-L.; Dogan, S.; Lombard, V.; Henrissat, B.; Terrapon, N. (2022): The carbohydrate-active enzyme database: functions and literature. *Nucleic Acids Res.* 50, D571–D577, <https://doi.org/10.1093/nar/gkab1045>
- Lankiewicz, T.S.; Choudhary, H.; Gao, Y.; Amer, B.; Lillington, S.P.; Leggieri, P.A.; Brown, J.L.; Swift, C.L.; Lipzen, A.; Na, H.; Amirebrahimi, M.; Theodorou, M.K.; Baidoo, E.E.K.; Barry, K.; Grigoriev, I.V.; Timokhin, V.I.; Gladden, J.; Singh, S.; Mortimer, J.C.; Ralph, J.; Simmons, B.A.; Singer, S.W.; O'Malley, M.A. (2023): Lignin deconstruction by anaerobic fungi. *Nat. Microbiol.* 8, pp. 596–610, <https://doi.org/10.1038/s41564-023-01336-8>
- Morrison, J.M.; Elshahed, M.S.; Youssef, N.H. (2016): Defined enzyme cocktail from the anaerobic fungus *Orpinomyces* sp. strain C1A effectively releases sugars from pretreated corn stover and switchgrass. *Sci. Rep.* 6, <https://doi.org/10.1038/srep29217>

Förderhinweis

Das Projekt FUNGAS (Enzyme von anaeroben Pilzen erhöhen die Gasausbeute von Reststoffen und ermöglichen die Biogasproduktion in Kleinanlagen in der Interreg-Region) wird über das Interreg Alpenrhein-Bodensee-Hochrhein kofinanziert aus Mitteln des Europäischen Fonds und aus Mitteln zur regionalen Entwicklung.

Wieviel Co-Substrat Stroh verträgt eine Gülle-Biogasanlage?

BJÖRN SCHWARZ

1 Einleitung

Im BMLEH geförderten Projekt „GülleHebel“ sollte die Biogasproduktion von Güllekleinanlagen für kleinere landwirtschaftliche Betriebe durch die gezielte Zugabe von bis zu 20 % Stroh oder ähnlichen trockenen Reststoffen deutlich gesteigert werden, um eine wirtschaftliche Größenklasse zu erreichen. Dabei zeigte sich unter anderem, dass die Viskosität der Mischungen mit zunehmendem Strohannteil sehr schnell zu Problemen beim Rühren und Pumpen führt. Daher galt es die Frage zu beantworten, bis zu welchem Anteil Stroh zur Gülle beigemischt werden kann, ohne Betriebsprobleme zu verursachen.

2 Methoden

Für die Ermittlung der Grenzen des Strohananteils wurden im Labor Mischversuche mit unterschiedlich zerkleinertem Stroh und verschiedenen Güllen durchgeführt. Neben der herkömmlichen Bestimmung der dynamischen Viskosität mittels Standardprüfkörpern im Rotationsviskosimeter wurde auch das Drehmoment für einen Blattrührer im Becherglas als Vergleichsgröße herangezogen (Abb. 1 links). Mithilfe von Batchvergärungsversuchen wurde untersucht, inwieweit der Trockenmassegehalt (TR-Gehalt) und die Viskosität durch den Abbau der Organik sinken. Auf Basis der Ergebnisse wurde ein kleintechnischer Vergärungsversuch in einem 800-Liter-Reaktor mit maximaler Strohzugabe zu Rindergülle realisiert (Abb. 1).



Abb. 1: (von links nach rechts) Stroh + Gülle mit Blattrührer, 800-L-Biogasreaktor, Gärrestprobe 800-L-Reaktor
(© B. Schwarz)

3 Ergebnisse

Eine direkte Mischung von Gülle und Stroh zum Zweck der gemeinsamen Förderung in einen Fermenter (Prinzip Vorgrube) ist praktisch nur bis zu einem Strohananteil von etwa 5 Ma.-% möglich. Dieser Wert gilt auch für mechanisch vorzerkleinertes Stroh. Ab Feststoffgehalten von 10 bis 11 % TR in dieser Mischung ist ein Rühren und Fördern nur noch schwer bis gar nicht möglich. Auch Anmischzeiten von bis zu 3 Tagen führten zu keiner Verringerung der Viskosität, sondern eher zu einer Steigerung aufgrund von Quellungsprozessen. Damit kann das Anmischen in Vorgruben in diesem Fall nicht empfohlen werden.

Um dem Biogasreaktor dennoch größere Strohmenngen zuführen zu können, sollte der Abbau der Organik im Reaktor einbezogen werden. In labortechnischen Versuchen konnte gezeigt werden, dass der TR-Gehalt im Batchreaktor bei der Zugabe von 4 bis 7 Ma.-% an Stroh (auf 4 oder 8 mm zerkleinert) während des anaeroben Abbaus um 36 bis 40 % absinkt. Die Viskosität (gemessen als Drehmoment am Blattrührer) sank um 50 bis 70 % ab. Unter Berücksichtigung dieser Effekte sowie machbarer Viskositäten in Rührkesseln können maximale Zugabemengen an Stroh ermittelt werden. Abbildung 2 zeigt, dass für dünne Güllen < 8 % TR Zugabemengen von 20 % erreicht werden können, für dickere Güllen entsprechend weniger.

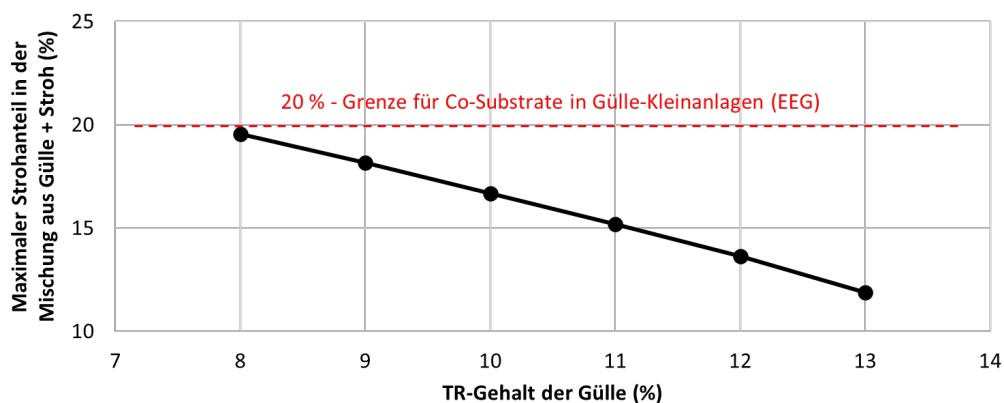


Abb. 2: Maximal möglicher Strohananteil in der Mischung mit Gülle in Abhängigkeit vom TR-Gehalt der Gülle

Um diesen Effekt praktisch ausnutzen zu können, sollte das Stroh separat von der Gülle dem Biogasreaktor zugeführt werden. In einem kleintechnischen Reaktor (Abb. 1) wurde dieses Konzept umgesetzt. Dabei wurde für eine bezüglich TR-Gehalt 8- bis 9%ige Gülle eine maximale Zugabemenge von knapp 17 Ma.-% an gehäckselt Stroh erreicht. Die Gasausbeute lag vergleichbar zum Gaspotenzial der beiden Einsatzstoffe und die Betriebsparameter zeigten eine stabile Vergärung an. Durch die Strohzugabe wurde der Gasertrag im Vergleich zur reinen Güllevergärung um 250 % erhöht. Der Gärrest erreichte im Maximum einen TR-Gehalt von 13,2 % und zeigte eine hohe Viskosität (Abb. 1 rechts).

Beim genutzten Fermenter handelte es sich um einen liegenden Reaktor mit Paddelrührwerk, welcher speziell für Mischungen mit höherer Viskosität geeignet ist. Bei einer eventuellen Übertragung der Ergebnisse in die Praxis sind Reaktorgeometrie und Rührsystem in den Entscheidungsprozess einzubeziehen. Im Projekt „Güllehebel“ wurde dieser Aspekt ebenfalls betrachtet und ein spezieller Reaktor durch den Projektpartner Ingenieurbüro Rückert entwickelt.

Förderhinweis

Gefördert durch das Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages unter Projektträgerschaft der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FKZ: 2220WD011X).

Biomethanproduktion aus Wirtschaftsdüngern in der Alpenrhein–Bodensee–Hochrhein–Region: Status, Potenzial und Substratvorbehandlung

MARCO WEHNER, TAIBA SALEEM, SABINE PODMIRSEG, VERONIKA FLAD, CLAUDIO KALBERMATTEN, SOPHIA STROBL, DIANA YOUNG, CHRISTIAN EBNER, HANS-JOACHIM NÄGELE, MATHIAS EFFENBERGER, THOMAS VENUS

1 Einleitung

In der Interreg-Region Alpenrhein–Bodensee–Hochrhein (ABH-Region) (Abb. 1) könnten landwirtschaftliche Reststoffe wie Gülle und Mist zur Biogasproduktion genutzt werden, jedoch sind wirtschaftlich tragfähige Kleinbiogasanlagen aufgrund der Agrarstruktur in dieser Region derzeit nicht realisierbar. Ziel des Projekts „FUNGAS – Enzyme von anaeroben Pilzen erhöhen die Gasausbeute von Reststoffen und ermöglichen die Biogasproduktion in Kleinanlagen in der Interreg-Region“ ist es, durch den Einsatz anaerober Pilze (*Neocallimastigomycota*) oder deren Enzyme den anaeroben Abbau von Wirtschaftsdüngern zu beschleunigen. Kleine hofgebundene Biogasanlagen zur Vergärung von Wirtschaftsdüngern sollen somit deutlich effizienter betrieben und über die Wirtschaftlichkeitsschwelle gehoben werden. Im Rahmen des Projekts werden im Detail die Potenziale an Wirtschaftsdüngern und dem daraus durch biologisch-enzymatischen Aufschluss zu erzeugendem Biogas in der ABH-Region ermittelt.



Abb. 1: Gebiet des Interreg-Programms Alpenrhein–Bodensee–Hochrhein (Interreg ABH 2025)

2 Methoden

Im Projekt FUNGAS werden die in der Modellregion theoretisch verfügbaren Mengen an Wirtschaftsdüngern und die daraus potenziell generierbare Methanmenge auf Basis von statistischen Daten (Tab. 1) ermittelt. Die Berechnungen erfolgen auf Länder- und Kreisebene. Neben der Potenzialberechnung erfolgen Erhebungen zum Status der Biogasproduktion. Dazu werden über Befragungen Daten zu bestehenden Biogasanlagen (u. a. installierte Leistung, eingesetzte Substrate, Stromproduktion, Substratvorbehandlungstechniken) erhoben.

Tab. 1: Berechnungsgrundlagen für die Ermittlung der Biomethanpotenziale aus Wirtschaftsdüngern in der ABH-Region

Kategorie	Parameter	Quellen
Tierbestände	Anzahl der Tiere je Tierart	Agrarstrukturserhebungen, Landesämter für Statistik
Haltungsform	Stall-/Weidehaltung je Tierart güllebasiert/mistbasiert je Tierart	
Alpung	Alpungsdauer je Tierart Anzahl der gealpten Tiere je Tierart	
Wirtschaftsdüngermengen	Frischmasseerträge der Ausscheidungen je Tierart	
Substratparameter	Trockenrückstand (TR), organischer Trockenrückstand (oTR), Biomethanpotenzial (BMP)	LfL (2021)

3 Ergebnisse

Derzeit befinden sich die Potenzialberechnungen und die Erhebung zum Stand der Biogasproduktion in der Ausarbeitung. Die ersten Ergebnisse aus Liechtenstein und Vorarlberg zeigen, dass vor allem die Methanproduktion aus Gülle und Mist aus der Rinderhaltung mit rund 90 % des Gesamtpotenzials von Relevanz ist. Die Methanproduktion aus Wirtschaftsdüngern aus der Hühner-, Schweine- und Pferdehaltung spielt eine untergeordnete Rolle. Das Biomassepotenzial aus Gülle und Mist aus der Rinderhaltung ist in erheblichem Maße von der angenommenen Alpungsdauer abhängig, weshalb diesbezüglich im Weiteren Sensitivitätsanalysen durchgeführt werden.

4 Ausblick

In den folgenden Arbeiten werden die Potenziale für die Methanproduktion aus Wirtschaftsdüngern im schweizerischen und deutschen Teil der Programmregion bestimmt. Zudem wird der derzeitige Status der Methanproduktion aus Wirtschaftsdüngern in der ABH-Region ermittelt. Daraus kann ein Bild über den derzeitigen Nutzungsgrad von Wirtschaftsdüngern im Verhältnis zum theoretischen Gesamtpotenzial gewonnen werden.

Literatur

- Interreg ABH (2025): Programmgebiet. Interreg Alpenrhein-Bodensee-Hochrhein Verwaltungsbehörde. <https://www.interreg.org/ueber-interreg/was-ist-interreg-abh/programmgebiet>, Zugriff am 05.05.2025
- KTBL (2021): Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen: Potenziale, Erträge, Einflussfaktoren. KTBL-Schrift 526, Darmstadt, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
- LfL (2021): Basisdaten Düngung und Nährstoffflüsse. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft. https://www.lfl.bayern.de/mam/cms07/iab/dateien/basisdaten21_tabellen_1-9_20210309.pdf, Zugriff am 05.05.2025

Förderhinweis

Das Projekt FUNGAS (Enzyme von anaeroben Pilzen erhöhen die Gasausbeute von Reststoffen und ermöglichen die Biogasproduktion in Kleinanlagen in der Interreg-Region) wird über das Interreg Alpenrhein-Bodensee-Hochrhein kofinanziert aus Mitteln des Europäischen Fonds und aus Mitteln zur regionalen Entwicklung.

Innovatives Verfahrenskonzept zur Vergärung von Rindergülle ab 170 GV

PATRICK ALTENDORF, CHRISTINA BRANDHORST, ANDREAS LEMMER

1 Einleitung

Deutschland strebt bis 2045 Netto-Treibhausgasneutralität an, wobei die Landwirtschaft eine Schlüsselrolle spielt. Mit 12,4 Millionen Rindern fallen jährlich etwa 115 Millionen Tonnen Rindergülle an, von denen derzeit zwei Drittel unbehandelt bleiben und erheblich zu den Treibhausgasemissionen beitragen (Majer et al. 2019). Durch systematische energetische Nutzung von ca. 80 % der anfallenden Gülle könnten etwa 1,5 Milliarden Kubikmeter Methan gewonnen werden – genug Energie für 2,6 Millionen Haushalte. Bislang ist jedoch nur ein Drittel dieses Potenzials erschlossen. Die Herausforderung liegt in der dezentralen Verteilung auf viele kleine bis mittlere Betriebe, für die bisherige Biogasanlagen aufgrund hoher Investitions- und Betriebskosten unwirtschaftlich sind. Hier setzt die KLAIR-Anlage an und erschließt das Potenzial von über 10.000 Betrieben mit 70 bis 150 Kühen in Deutschland (Tergast et al. 2024).

2 Die KLAIR-Pilotanlage

Die von der FNR geförderte KLAIR-Pilotanlage (Kleingülleanlage zur Verwertung von Wirtschaftsdünger) ist eine mobile, recyclebare und hochstandardisierte Biogasanlagenlösung. Der Fermenter mit 54 m³ Bruttovolumen (Serienmaßstab 800 m³) besteht vorwiegend aus Holz. Ein vormontierter Technikcontainer beherbergt alle wesentlichen Komponenten. Das Serienmodell ist für einen jährlichen Substratanfall von über 4.000 m³ ausgelegt mit einer täglichen Biogasproduktion von 350 m³.

Die Wirtschaftlichkeit und Effizienz der KLAIR-Anlage basiert auf einer Vielzahl von innovativen Technologieansätzen, die speziell für die Anforderungen der Rindergüllevergärung auf kleinen bis mittleren Betrieben entwickelt wurden:

Nachhaltige Holzkonstruktion: Die Holzschalung fungiert als primäres Tragelement mit 15 bis 20 cm Innendämmung für thermische Isolation. Eine chemisch resistente Polymermembran dichtet den Substrat- und Gasraum ab. Diese Konstruktion reduziert die Bauzeit auf 3 bis 5 Wochen und ermöglicht eine vollständige Rezyklierbarkeit – ein vorzeitiger Abbau und Weiterverkauf ist problemlos möglich, was einen Leasing- oder Gebrauchtmärkte im Biogasanlagenbau eröffnet.

Effizientes Wärmemanagementsystem: Das innovative Wärmemanagementsystem nutzt Wärmetauscher und eine Wärmepumpe zur optimalen Wärmerückgewinnung. Frische, kalte Gülle wird mit dieser Wärme auf Betriebstemperatur erwärmt. Dies reduziert den Wärmeenergiebedarf erheblich und macht die Anlage unabhängig von externen Wärmequellen.

Hydraulisches Rührsystem: Anstelle wartungsintensiver mechanischer Rührwerke nutzt die Anlage ein hydraulisches System mit Pralltellern. Das Substrat wird zentral abgesaugt und über eine Prallteller-Ein-

heit gleichmäßig auf der Oberfläche verteilt. Dies gewährleistet effiziente Durchmischung und unterdrückt Schwimm- und Schaumschichten.

Digitale Sensorplattform: Ein internetfähiges Mess- und Steuerungssystem mit zentraler Steuerungsplatine bietet alle nötigen Schnittstellen. Alle Messdaten werden in einer Datenbank gespeichert, dies ermöglicht eine kontinuierliche Prozessüberwachung und Fernsteuerung, wodurch die Arbeitsbelastung für den Betreiber deutlich reduziert wird.

Modulare Bauweise: Der hohe Standardisierungsgrad mit vormontiertem Technikcontainer und Werkstattfertigung der meisten Bauteile senkt Baukosten erheblich und ermöglicht eine potenzielle Serienfertigung mit einfacher Installation an verschiedenen Standorten.

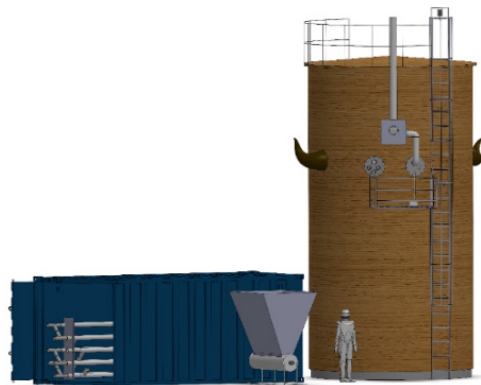


Abb. 1: Klawir-Pilotanlage, links Technikcontainer mit Fütterungseintrag, rechts Holzfermenter (© P. Altendorf)

3 Fazit

Die Klawir-Anlage adressiert gezielt die Marktlücke für kleine bis mittlere Betriebe mit 70 bis 150 Kühen – ein Segment mit über 10.000 potenziellen Anwendern allein in Deutschland. Durch die Kombination innovativer Technologien wird eine wirtschaftliche Rindergüllevergärung in diesem Segment ermöglicht.

Die Klawir-Technologie bietet damit einen entscheidenden Beitrag zur Erreichung der deutschen Klimaziele bis 2045 und erschließt ein bisher ungenutztes Potenzial in der dezentralen Energieerzeugung aus Wirtschaftsdünger.

Literatur

- Majer, S.; Kornatz, P.; Daniel-Gromke, J.; Rensberg, N.; Brosowski, A.; Oehmichen, K.; Liebetrau, J. (2019): Stand und Perspektiven der Biogasproduktion aus Gülle. Leipzig, Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
- Tergast, H.; Hansen, H.; Weber, E. (2024): Steckbriefe zur Tierhaltung in Deutschland: Milchkühe. Thünen-Institut für Betriebswirtschaft. https://www.thuenen.de/media/ti-themenfelder/Nutztierhaltung_und_Aquakultur/Haltungsverfahren_in_Deutschland/Milchviehhaltung/Steckbrief_Milchkuehe_2024.pdf, Zugriff am 11.08.2025

Förderhinweis

Für die Förderung unseres KLAWIR-Demonstrationsvorhabens zur Entwicklung einer standardisierten Kleinst-Biogasanlage möchte ich mich im Namen unseres gesamten Teams herzlich bei dem Projektträger der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. bedanken. Dabei dient das Sondervermögen Klima- und Transformationsfonds als Grundlage. Ihre Unterstützung ermöglicht es uns, einen wichtigen Beitrag zur nachhaltigen Verwertung von Wirtschaftsdüngern in kleineren landwirtschaftlichen Betrieben zu leisten und damit aktiv zum Klimaschutz beizutragen. Das Vorhaben wird vom Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestags über den Projektträger Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe gefördert (FKZ: 2222WD108A).

Kopplung der fluiddynamischen und biologischen Prozesse in Hochlastsystemen zur effizienten Biogaserzeugung aus landwirtschaftlichen Reststoffen

NIKLAS OLBERTZ, NIKLAS HÖVELS, JUREK HÄNER, ELMAR BRÜGGING

1 Einleitung

Der REPowerEU-Plan sieht zur Verringerung der Gaseinfuhren unter anderem den Ausbau der Biomethan-erzeugung vor. Das Biomethanpotenzial der anaeroben Vergärung von nachhaltigen Substraten, wie z. B. Rest- und Abfallstoffe oder Wirtschaftsdünger, beträgt ca. $38 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{a}$ (Alberice et al. 2022). In Deutschland werden etwa 33 % der jährlich anfallenden Wirtschaftsdünger zur Biogaserzeugung verwendet (Majer et al. 2019). Einen Ansatz zur Nutzung von Schweinegülle stellt die Hochlastvergärung in Expanded-Granular-Sludge-Bed(EGSB)-Reaktoren dar. Das Ziel des Projektes BioFlow ist es, die wirtschaftliche Effizienz der Hochlastvergärung zu steigern und gleichzeitig Emissionsminderungseffekte zu erzielen. Dazu wird der EGSB-Reaktor hinsichtlich des Biomasserückhalts fluiddynamisch optimiert, wodurch die Biogasproduktion gesteigert wird.

2 Hochlastvergärung

Die Hochlastvergärung ermöglicht die anaerobe Vergärung von Substraten mit hohem Wassergehalt (z. B. Schweinegülle). Es handelt sich um ein zweistufiges Verfahren, wie in Abbildung 1 dargestellt. In der ersten Stufe werden die Substrate einer Fest-Flüssig-Trennung unterzogen. Anschließend wird die flüssige Phase im EGSB-Reaktor vergoren, während die festen Bestandteile in konventionellen Biogas-Fermentern eingesetzt werden.

Die Anwendung von EGSB-Reaktoren konnte bereits im Projekt BioSmart (FKZ: 220311318) erfolgreich auf verschiedene landwirtschaftliche Reststoffe getestet werden. Im Laborversuch mit einem 30-L-Reaktor (87 % Schweine- und 13 % Rindergülle) wurden in Bezug auf den Methanertrag bei einer Verweilzeit von $\text{HRT} = 15 \text{ d}$ ca. 266 L/kg oTR erreicht (Hernández Regalado et al. 2019).

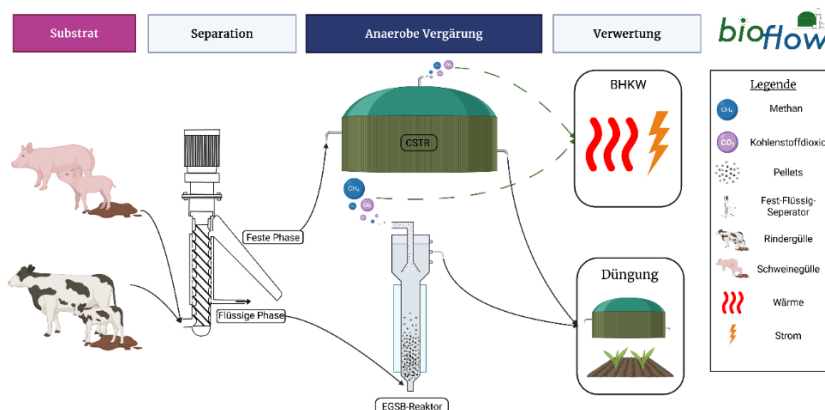


Abb. 1: Verfahrensschema Projekt BioFlow (© N. Olbertz)

In der ersten Phase des Projekts Bioflow erfolgt die Konzeption und der Bau eines transparenten EGSB-Reaktors im halbertechnischen Maßstab ($V = 30 \text{ L}$) mit austauschbarem Boden- und Kopfteil. An diesem Versuchsaufbau werden anschließend Untersuchungen zur optimalen Fluidisierung des Schlammbeds durchgeführt. Die Fluidisierung sorgt für eine hohe Kontaktfläche zwischen den Mikroorganismen und dem Substrat und ist ein ausschlaggebender Faktor in der Aufbauleistung des Systems. Da die Zusammensetzung und Qualitäten von Wirtschaftsdüngern schwanken, wird ein künstliches, transparentes Substrat eingesetzt, welches ähnliche Fließeigenschaften wie die verwendeten Substrate aufweist. Die hier gewonnenen Erkenntnisse werden genutzt, um ein fluiddynamisch optimiertes Design für den EGSB-Reaktor im Technikums-Maßstab ($V = 500 \text{ L}$) zu entwickeln. Dieses wird mit dem bestehenden Design des EGSB-Reaktors verglichen. Anschließend wird das Gesamtkonzept der Hochlastvergärung, einschließlich dem fluiddynamisch optimierten EGSB-Reaktor, mit der konventionellen Vergärung verglichen. Nach der Optimierung des Anlagenbetriebs erfolgt zuletzt die techno-ökonomische Bewertung des Verfahrens.

3 Projektziele

Untersuchung der Hochlastvergärung mittels EGSB-Reaktoren hinsichtlich der Schlammbed-Fluidisierung

1. Optimierung des Biomasserückhalts zur Steigerung der Biogasproduktion
2. Untersuchung substratspezifischer Anforderungen
3. Überwindung der Markteintrittsbarrieren durch Steigerung der wirtschaftlichen Effizienz
4. Erzielung von Emissionsminderungseffekten
5. Durchführung eines Reststoff- und Co-Substratscreening

Literatur

- Alberice, S.; Grimme, W.; Toop, G. (2022): Biomethane production potentials in the EU. Feasibility of REPowerEU 2030 targets, Production potentials in the Member States and outlook to 2050. Utrecht, Guidehouse Netherlands B.V.
- Hernández Regalado, R.E.; Häner, J.; Baumkötter, D.; Wettwer, L.; Brüggling, E.; Tränckner, J. (2019): Continuous Co-Digestion of Agro-Industrial Mixtures in Laboratory Scale Expanded Granular Sludge Bed Reactors. Appl. Sci. 12(5), <https://doi.org/10.3390/app12052295>
- Majer, S.; Kornatz, P.; Daniel-Gromke, J.; Rensberg, R.; Brosowski, A.; Oehmichen, K.; Liebetrau, J. (2019): Stand und Perspektiven der Biogaserzeugung aus Gülle, Leipzig, DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Förderhinweis

Gefördert durch das Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestags unter Projektträgerschaft der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FKZ: 2224NR037X).

Einsatz von Zeolith zur Erhöhung der Effizienz der Biogaserzeugung aus Wirtschaftsdüngemitteln und zur Minderung der Stickstoffverluste in die Umwelt bei der Düngung der entstehenden Gärreste

RUTH GEBAUER, SHIWEI LI, FABIAN GIEVERS, KLAUS DITTERT, ACHIM LOEWEN, HAITAO WANG

1 Einleitung

Die Forderung nach einer klimafreundlichen und ressourceneffizienten Landwirtschaft macht sowohl eine höhere Methanausbeute aus Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen wünschenswert als auch eine Reduktion umweltrelevanter Emissionen bei der Düngung mit den entstehenden Gärresten. Zeolithe und einige Minerale mit hoher Kationenaustauschkapazität und Porosität haben da ein vielversprechendes Potenzial für doppelten Nutzen: sie könnten einerseits durch Adsorption von Ammonium (NH_4) und Hemmstoffen die mikrobielle Methanbildung stabilisieren und den Methanertrag steigern, andererseits durch Bindung von Stickstoff (N) im Gärrest, die Emissionen von Ammoniak (NH_3) und Lachgas (N_2O) bei der Düngung reduzieren. Der vorliegende Beitrag zeigt die Resultate von Untersuchungen dieser Effekte beim Einsatz von Zeolithen und Mineralen bei der Vergärung einer Mischung aus Rindergülle und Rindermist und anschließender Düngung mit den Gärresten.

2 Ergebnisse und Diskussion

2.1 Biogasversuche

Es wurden Batch-Versuche mit einer 3:1 (w/w) Mischung aus Rindergülle und Rindermist, sowohl im Impfschlamm als im Substrat, in 1-l-Glasflaschen bei 42 °C und mit 30 d Verweilzeit durchgeführt. Der TS-Gehalt im Flascheninhalt war 7,3 bis 8,3 % und die Gehalte an Kjeldahl- und Ammoniumstickstoff (Kj-N und $\text{NH}_4\text{-N}$) in der Ausgangsmischung ca. 3,9 g Kj-N kg^{-1} und 1,55 bis 1,70 g $\text{NH}_4\text{-N l}^{-1}$. In einigen Versuchen wurde jedoch der Stickstoffgehalt durch Zusatz von Ammonium auf 5,05 bis 5,25 g Kj-N kg^{-1} und 3,0 bis 3,2 g $\text{NH}_4\text{-N l}^{-1}$ erhöht.

Die Wirkung der mineralischen Zusätze war stark vom Ammoniumgehalt (NH_4^+) des Gärsubstrates abhängig.

Bei dem niedrigen Ammoniumstickstoffgehalt von 1,55 bis 1,7 g $\text{NH}_4^+\text{-N l}^{-1}$ reduzierte der Zusatz von 1 bzw. 2,5 % Mineralen meist die Methanausbeute um bis zu 12,9 %; nur beim Zusatz von 2,5 % Mordenit blieb die Methanausbeute gleich der der Kontrolle bzw. war kurzfristig leicht höher.

Bei erhöhtem Ammoniumstickstoffgehalt von 3,0 bis 3,3 g $\text{NH}_4^+\text{-N l}^{-1}$ konnte die Ammoniumhemmung mit Zusätzen von 2,5 % oder 5 % Mineralen bis zu vollständig kompensiert werden. 2,5 % Bentonit, Klinoptilolith, Chabasit und Mordenit steigerten die Methanausbeute signifikant um bis zu +23,6 % ($\approx 19 \text{ ml g}^{-1} \text{ oTS}$); 5 % Faujasit erreichte den Spitzenwert von +38,2 % ($\approx 37 \text{ ml g}^{-1} \text{ oTS}$).

Die Ergebnisse deuten an, dass die Zeolithe und Minerale bei niedriger NH_4^+ -Konzentration das verfügbare NH_4^+ oder andere Nährstoffe durch Adsorption soweit reduzieren könnten, dass die Methanbildung begrenzt wird. Bei hoher NH_4^+ -Konzentration dagegen wird der hemmende Effekt von NH_3 deutlich reduziert und die Methanausbeute gesteigert. Die lineare Korrelation zwischen NH_3 -Konzentration und Methanausbeute bestätigt diesen Zusammenhang.

2.2 Düngeversuche

Die Düngeversuche wurden im Gewächshaus und im Feld auf ton- bzw. lehmбетonten Böden durchgeführt. Beim Gewächshausversuch wurden ca. 10 kg Boden in einen 20 l großen, eckigen Eimer gefüllt, mit Weidelgras gepflanzt und mit den Gärresten mit und ohne Zeolithen aus den Biogasversuchen gedüngt. Die NH_3 - und N_2O -Gase wurden ca. 20-mal in 42 Tagen Inkubation gemessen. Zusätzlich wurden N_{min} , die Erträge der Gräser sowie deren N-Gehalt gemessen. In den Gewächshausversuchen betrugen die NH_3 -Emissionen nach Düngung mit Gärrest ohne Zeolithe ca. 3 bis 12 % des gedüngten Stickstoffs. Bei niedrigen NH_4^+ -Konzentrationen im Gärrest senkten alle geprüften Zeolithzugaben (1 bis 2,5 % w/w) die NH_3 -Verluste um rund 20 %. Bei hohen NH_4^+ -Konzentration ließ sich die NH_3 -Freisetzung sogar um mehr als 50 % reduzieren. Dabei waren kaum Unterschiede zwischen den Zeolithtypen erkennbar. Ein signifikanter Einfluss auf die N_2O -Emissionen und Ertragssteigerungen wurden nicht festgestellt. Die Feldversuche ergaben ein vergleichbares Ergebnis.

Um den Einfluss der verschiedenen Bodentypen zu prüfen, wurde ein Mikroinkubationsversuch in 500-ml-Flaschen durchgeführt. Dabei kamen ein lehmiger und ein sandiger Boden sowie drei Düngevarianten je Boden zum Einsatz: keine Düngung, Gärrest und Gärrest + Zeolith. Insgesamt ergaben sich somit sechs Behandlungen. Die N_2O -Emissionen im lehmigen Boden waren generell sehr niedrig, jeweils $0,035 \text{ mg N kg}^{-1}$ und $0,030 \text{ mg N kg}^{-1}$ nach Düngung mit Gärrest ohne und mit Zeolith. Im sandigen Boden stiegen die N_2O -Emissionen ohne Zeolith auf $2,5 \text{ mg N kg}^{-1}$, wurden mit Zeolith jedoch auf $0,8 \text{ mg N kg}^{-1}$ reduziert. Die Ergebnisse stützen die Hypothese, dass lehm- bzw. tonreiche Böden dank ihrer hohen Kationenaustauschkapazität bereits selbst NH_4^+ - bzw. N_2O -bindend wirken und so den Zusatznutzen des Zeoliths „maskieren“. In sandigen, mineralarmen Böden hingegen entfaltet Zeolith sein volles Potenzial zur N_2O -Minderung.

3 Fazit

Zeolith kann bei hohen NH_4^+ -Konzentrationen im Fermenter die Methanausbeute steigern und bei der Ausbringung der Gärreste als Dünger auf sandigem Boden mit geringem Tongehalt die Emissionen an NH_3 und N_2O senken. Bei niedrigen NH_4^+ -Konzentrationen im Fermenter wurde keine Steigerung der Methanausbeute und auf ton- und lehmhaltigen Böden nur eine Reduktion der NH_3 -Emissionen gemessen.

Literatur

- Braga, C. S.; Martins, G.; Duarte, M. S.; Soares, O. S. G.; Pereira, M. F. R.; Pereira, I. A.; Salvador, A. F. (2025): Microbial activity of the inoculum determines the impact of activated carbon, magnetite and zeolite on methane production. *Science of the Total Environment* 960, <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2024.178340>
- Wijesinghe, D.T.N.; Dassanayake, K.B.; Sommer, S.G.; Scales, P.; Chen, D. (2019): Biogas Improvement by Adding Australian Zeolite During the Anaerobic Digestion of C:N Ratio Adjusted Swine Manure. *Waste Biomass Valorization* 10, pp. 1.883–1.887, <https://doi.org/10.1007/s12649-018-0210-4>

Förderhinweis

Wir danken dem Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Heimat (BMLEH) und der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. für die Unterstützung des Projekts (Förderkennzeichen 2222WD002A und 2222WD002B).

Mitwirkende

Patrick D. Altendorf
Universität Hohenheim
Stuttgart

Paul Alvermann
Green Planet Projects GmbH
Hamburg

Christina Andreeßen
DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und
Biotechnologie e.V.
Frankfurt a. M.

Dr. René Backes
Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Leipzig

Prof. Dr. Frank Baganz
University College London
London, Großbritannien

Marian Baumgart
Universität Hohenheim
Stuttgart

Heinrich Beltz
Landwirtschaftskammer Niedersachsen
Bad Zwischenahn

Prof. Dr. J. Philipp Benz
Technische Universität München
Freising

Dr. Christian Bidart
Fraunhofer-Institut für Mikrotechnik und Mikrosysteme
IMM
Mainz

Dr. Susanne Billmann-Born
Christian-Albrechts-Universität zu Kiel
Kiel

Kristin Boblenz
Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und
Geologie
Nossen

Prof. Dr. Anke Bockreis
Universität Innsbruck
Innsbruck, Österreich

Sven Böhm
AEV Energy GmbH
Dresden

Michael Bohn
Fraunhofer-Institut für Grenzflächen- und
Bioverfahrenstechnik IGB
Stuttgart

Dirk Bonse
Fachverband Biogas e.V.
Berlin

Christina Brandhorst
Universität Hohenheim
Stuttgart

Prof. Dr.-Ing. Elmar Brüggling
FH Münster – University of Applied Sciences
Steinfurt

Florian Brunner
Kompost & Biogas Verband Österreich
Wien, Österreich

Stefan Bube
Technische Universität Hamburg
Hamburg

Isabella Bulfaro
Institut de Recerca en Energia de Catalunya
Barcelona, Spanien

Lukas Buntkiel
Helmholtz-Zentrum Dresden Rossendorf (HZDR)
Dresden

PD Dr.-Ing. Marko Burkhardt
Fachhochschule Flensburg
Flensburg
GICON-Großmann Ingenieur Consult GmbH
Dresden

Prof. i. R. Dr.-Ing. Günter Busch
Brandenburgische Technische Universität Cottbus –
Senftenberg
Cottbus

Assoc. Prof. Dr. Sachin Chavan
University of Stavanger
Stavanger, Norwegen

Manabendra Chowdhury
Fraunhofer-Institut für Mikrotechnik und Mikrosysteme
IMM
Mainz

Dr.-Ing. Antoine Dalibard
Fraunhofer-Institut für Grenzflächen- und
Bioverfahrenstechnik IGB
Stuttgart

Jaqueline Daniel-Gromke
Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Leipzig

Dr. Manfred Dederer
Universität Hohenheim
Stuttgart

Félix Delory
Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Leipzig

Anne Deutschmann
Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und
Systeme IKTS
Dresden

Dr. Stefan Dietrich
Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und
Systeme IKTS
Dresden

Prof. Dr. Klaus Dittert
Georg-August-Universität Göttingen
Göttingen

Chris Drawer
Technische Universität Hamburg
Hamburg

Dr. Christian Ebner
Universität Innsbruck
Innsbruck, Österreich

Dr.-Ing. Mathias Effenberger
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Freising

Nora Ehlhaus
Friedrich-Alexander-Universität
Nürnberg

Christina Eilers
Landwirtschaftskammer Niedersachsen
Bad Zwischenahn

Dr. Ludger Eltrop
Universität Stuttgart
Stuttgart

Erik Ferchau
TU Bergakademie Freiberg
Freiberg

Johannes Fichtner
Hochschule Ansbach
Ansbach

Christian Fittkau
Hochschule Furtwangen University
Villingen-Schwenningen

Dr. Veronika Flad
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Freising

Wenzel Förster
GICON-Großmann Ingenieur Consult GmbH
Dresden

Julius Frontzek
Technische Universität Chemnitz
Chemnitz

Maria Isabella Lima Garção
Universität Hohenheim
Stuttgart

Dr. Ruth Gebauer
HAWK Hochschule für angewandte Wissenschaft und Kunst
Göttingen

Dr. Fabian Gievers
HAWK Hochschule für angewandte Wissenschaft und Kunst
Göttingen

Christina González Rivero
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Technische Universität München (TUM)
Freising

Madlen Grobe
Landwirtschaftskammer Niedersachsen
Braunschweig

Elisabeth Grube
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Leipzig

Assoc. Prof. Dr. Jianbin Guo
Key Laboratory of Clean Utilization Technology for
Renewable Energy
Beijing, China

Dr. Juliane Hahn
Leibniz-Institut für Agrartechnik und Bioökonomie e.V.
(ATB)
Potsdam

Jurek Häner
FH Münster – University of Applied Sciences
Steinfurt

Prof. Dr. Eberhard Hartung
Christian-Albrechts-Universität zu Kiel
Kiel

Prof. Dr.-Ing. Volker C. Hass
Hochschule Furtwangen University
Villingen-Schwenningen

Terje Hauan
SEID AS
Sandnes, Norwegen

Dr. Esther Hegel
DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und
Biotechnologie e.V.
Frankfurt a. M.

René Heller
Universität Hohenheim
Stuttgart

Simon Hellmann
Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Leipzig
Technische Universität Chemnitz
Chemnitz

Prof. Dr. Carsten Herbes
Hochschule für Wirtschaft und Umwelt
Nürtingen-Geislingen

Sascha Hermus
3N Kompetenzzentrum
Bad Fallingborstel

Dr. Christiane Herrmann
Leibniz-Institut für Agrartechnik und Bioökonomie e.V.
(ATB)
Potsdam

Dr.-Ing. Hagen Hilse
GICON-Großmann Ingenieur Consult GmbH
Dresden

Alfons Himmelstoß
AEV Energy GmbH
Dresden

Susanne Höcherl
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Freising

Prof. Dr. Uwe Holzhammer
Technische Hochschule Ingolstadt
Ingolstadt

Oliver Horn
Brandenburgische Technische Universität Cottbus –
Senftenberg
Cottbus

Niklas Hövels
FH Münster – University of Applied Sciences
Steinfurt

Dr. Benedikt Hülsemann
Universität Hohenheim
Stuttgart

Johannes Idda
Technische Hochschule Ingolstadt
Ingolstadt

Univ.-Prof. Dr. Heribert Insam
BioTreaT GmbH
Innsbruck, Österreich

Claudio Kalbermatten
Zürcher Hochschule für angewandte Wissenschaften
Wädenswil, Schweiz

Prof. Dr.-Ing. Martin Kaltschmitt
Technische Universität Hamburg
Hamburg

Prof. Dr.-Ing. Jörg Kapischke
Hochschule Ansbach
Ansbach

Prof. Dr.-Ing. Jürgen Karl
Friedrich-Alexander-Universität
Nürnberg

Tom Karras
Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Leipzig

Katrin Kayser
IBBK Fachgruppe Biogas GmbH
Kirchberg

Dr. Brigitte Kempter-Regel
Fraunhofer-Institut für Grenzflächen- und
Bioverfahrenstechnik IGB
Stuttgart

Oliver Kiefner
Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Leipzig

Rainer Kissel
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Freising

Julika Knapp
Universität Innsbruck
Innsbruck, Österreich

Lukas Knoll
Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Leipzig

Prof. Dr. Steffi Knorn

Technische Universität Berlin
Berlin

Prof. Dr.-Ing. Konrad Koch

Technische Universität München
Garching

Dr.-Ing. Gunther Kolb

Fraunhofer-Institut für Mikrotechnik und Mikrosysteme
IMM
Mainz

Hans-Jürgen Körner

Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und
Energietechnik UMSICHT
Oberhausen

Michael Köttner

IBBK Fachgruppe Biogas GmbH
Kirchberg

Prof. Dr.-Ing. Hartmut Krause

TU Bergakademie Freiberg
Freiberg

Annemarie Kronhardt

Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Leipzig

Dr. Johannes Krümpel

Universität Hohenheim
Stuttgart

Maria Kucka

Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und
Geologie
Nossen

Ondrej Kunze

Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und
Geologie
Köllitsch

Dr. Michael Lebuhn

bioBit GmbH
Albaching

PD Dr. Andreas Lemmer

Universität Hohenheim
Stuttgart

Leonhard Lenz

Universität Hohenheim
Stuttgart

Leander Lerch

Technische Universität Chemnitz
Chemnitz

Shiwei Li

Georg-August-Universität Göttingen
Göttingen

Dr. Thomas Lichtmanegger

Universität Innsbruck
Innsbruck, Österreich

Harald Lindorfer

Green Planet Projects GmbH
Hamburg

Prof. Dr.-Ing. Achim Loewen

HAWK Hochschule für angewandte Wissenschaft und Kunst
Göttingen

Sönke Lorenzen

Nissen Biogas GmbH & Co. KG
Nordhackstedt

Thorsten Mächtig

Christian-Albrechts-Universität zu Kiel
Kiel

Stefan Majer

Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Leipzig

Dr.-Ing. Sara Marchini

Technische Universität Dresden
Dresden

Dr.-Ing. Eric Mauky

Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Leipzig

Rebecca Mayer

Universität Hohenheim
Stuttgart

Sylke Mehnert

FH Münster – University of Applied Sciences
Steinfurt

Alberto Meola

Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Universität Leipzig
Leipzig

Dr. Gerlinde Michaelis

Landwirtschaftskammer Niedersachsen
Bad Zwischenahn

Dr. Jochen Michels

DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und
Biotechnologie e.V.
Frankfurt a.M.

Dr.-Ing. Marius Mohr
Fraunhofer-Institut für Grenzflächen- und
Bioverfahrenstechnik IGB
Stuttgart

Francisco Moreno-Mora
Technische Universität Chemnitz
Chemnitz

Dr. Ievgeniia Morozova
Kuratorium für Technik und Bauwesen in der
Landwirtschaft e.V. (KTBL)
Darmstadt

Felix Müller
Technische Universität München
Garching

Stefan Müller
Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und
Geologie
Köllitsch

Dr. Hans-Joachim Nägele
Zürcher Hochschule für angewandte Wissenschaften
Wädenswil, Schweiz

Dr. Remya Nair
SEID AS
Sandnes, Norwegen

Leoni Neubauer
Universität Hohenheim
Stuttgart

Falko Niebling
GICON-Großmann Ingenieur Consult GmbH
Dresden

Jan Ninow
Hochschule Ansbach
Ansbach

Dirk Nissen
Nissen Biogas GmbH & Co. KG
Nordhackstedt

Bernd Nissen
Nissen Biogas GmbH & Co. KG
Nordhackstedt

Dr. Hans Oechsner
Universität Hohenheim
Stuttgart

Dr. Simon Thierry Okiobe
Leibniz-Institut für Agrartechnik und Bioökonomie e.V.
(ATB)
Potsdam

Niklas Olbertz
FH Münster – University of Applied Sciences
Saerbeck

Fabian Orth
Universität Hohenheim
Stuttgart

Mark Paterson
Kuratorium für Technik und Bauwesen in der
Landwirtschaft e.V. (KTBL)
Darmstadt

Dr. Christina Peters
Zürcher Hochschule für angewandte Wissenschaften
Wädenswil, Schweiz

Mag. Dr. Priv.-Doz. Sabine Marie Podmirseg
Universität Innsbruck
Innsbruck, Österreich

Dr. Daniela Polag
Universität Heidelberg
Heidelberg

Prof. Dr. Annette Prochnow
Leibniz-Institut für Agrartechnik und Bioökonomie e.V.
(ATB)
Potsdam

Kea Purwing
Universität Hohenheim
Stuttgart

Tiantin Qi
Key Laboratory of Clean Utilization Technology for
Renewable Energy
Ministry of Agriculture
China Agricultural University
Beijing, China

Dirk Rabe
Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und
Geologie
Köllitsch

Dr. Zrinka Raguz Nakic
Zürcher Hochschule für angewandte Wissenschaften
Wädenswil, Schweiz

Dr. Stefan Rauh
Fachverband Biogas e.V.
Freising

Dr.-Ing. Sebastian Reinecke
Helmholtz-Zentrum Dresden Rossendorf (HZDR)
Dresden

Stefan Reitberger
INNOVAS BMK GmbH Innovative Energie- und
Umwelttechnik
München

Dr. Dominik Reiter
Alzchem Trostberg GmbH
Trostberg

Ricardo Reyes Alva
Fraunhofer-Institut für Grenzflächen- und
Bioverfahrenstechnik IGB
Stuttgart

Alex Riederer
Universität Innsbruck
Innsbruck, Österreich

Simon Rincke
Kuratorium für Technik und Bauwesen in der
Landwirtschaft e.V. (KTBL)
Darmstadt

Ursula Roth
Kuratorium für Technik und Bauwesen in der
Landwirtschaft e.V. (KTBL)
Darmstadt

Milad Rousta
Universität Stuttgart
Stuttgart

Gregor Sailer
Universität Hohenheim
Stuttgart

Taiba Saleem
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Freising

Bettina Sayder
Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und
Energietechnik UMSICHT
Oberhausen

Dr. Johannes Schaffert
GWI Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.
Essen

Marc Oliver Schmid
Universität Stuttgart
Stuttgart

Dr. Katharina Schulz
Leibniz-Institut für Agrartechnik und Bioökonomie e.V.
(ATB)
Potsdam

Roland Schulze Lefert
Landwirtschaftskammer Nordrhein-Westfalen
Münster

Jochen Schürer
Fraunhofer-Institut für Mikrotechnik und Mikrosysteme
IMM
Mainz

Dr. Karsten Schürle
DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und
Biotechnologie e.V.
Frankfurt a.M.

Sophie Schuster-Hankel
Leibniz-Institut für Agrartechnik und Bioökonomie e.V.
(ATB)
Potsdam

Björn Schwarz
Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und
Systeme IKTS
Dresden

Volker Selleneit
Technische Hochschule Ingolstadt
Ingolstadt

Jianing Song
Universität Stuttgart
Stuttgart

Tino Sperk
Institut für Bioenergie, Kreislaufwirtschaft und Energie
Weimar

Annika Stehr
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Freising

Matthias Steindl
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Freising

Daniel Stors
Technische Universität Berlin
Berlin

Jens Strahl
Institut für Bioenergie, Kreislaufwirtschaft und Energie
Weimar

Prof. Dr.-Ing. Stefan Streif
Technische Universität Chemnitz
Chemnitz

Sophia Angelika Felicitas Strobl
Universität Innsbruck
Innsbruck, Österreich

Martin Strobl
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
München

Dr. Bernhard Stürmer
Kompost & Biogas Verband Österreich
Wien, Österreich

Martin Szeimies
Fachhochschule Flensburg
Flensburg

Dr. Susanne Theuerl
Leibniz-Institut für Agrartechnik und Bioökonomie e.V.
(ATB)
Potsdam

Michael Tietze
GICON-Großmann Ingenieur Consult GmbH
Dresden

Nikola D. Tomić
Technische Universität München
Freising

Dr. Susanne Ufer
Hochschule für Wirtschaft und Umwelt
Nürtingen-Geislingen

Julia Unglaube
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Freising

Dr. Thomas Venus
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Ruhstorf a.d. Rott

Prof. Dr.-Ing. Wiktoria Vith
Fachhochschule Flensburg
Flensburg

Dr.-Ing. Ulrich Vogt
Universität Stuttgart
Stuttgart

Meike Walz
HAWK Hochschule für angewandte Wissenschaft und Kunst
Göttingen

Dr. Haitao Wang
Georg-August-Universität Göttingen
Göttingen

Marie Warnecke
HAWK Hochschule für angewandte Wissenschaft und Kunst
Göttingen

Dr. Marco Wehner
Universität Innsbruck
Innsbruck, Österreich

Dr. Mathias Weigoldt
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Freising

Prof. Dr.-Ing. Sören Weinrich
FH Münster – University of Applied Sciences
Steinfurt

Dr. Verena Wilken
Landwirtschaftskammer Niedersachsen,
Oldenburg

Terrance Wilms
Technische Universität Berlin
Berlin

Manuel Winkler
Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Leipzig

Stefan Winkler
Alzchem Trostberg GmbH
Trostberg

Bernd Wirth
Kuratorium für Technik und Bauwesen in der
Landwirtschaft e.V. (KTBL)
Darmstadt

Martin Wolf
GICON-Großmann Ingenieur Consult GmbH
Dresden

Dr. Sebastian Wulf
Kuratorium für Technik und Bauwesen in der
Landwirtschaft e.V. (KTBL)
Darmstadt

Diana Young
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Freising
INNOVAS BMK GmbH Innovative Energie- und
Umwelttechnik
München

Univ.-Prof. Mag. Dr. Susanne Zeilinger
Universität Innsbruck
Innsbruck, Österreich

Aljoscha Zobjeck
TU Bergakademie Freiberg
Freiberg

