

Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven

FNR/KTBL-Online-Kongress
am 29. und 30. September 2021





KTBL-Schrift 524

Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven

FNR/KTBL-Online-Kongress
am 29. und 30. September 2021

Herausgeber

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

Fachliche Begleitung

KTBL-Arbeitsgruppe „Programmausschuss FNR/KTBL Biogaskongress 2021“

Dr. Vasilis Dandikas | Astrid Hauptmann | Dr. Christiane Herrmann | Dr. Peter Kornatz |
Dr.-Ing. Bernd Krautkremer | Dr. Joachim Matthias | Dr. Hans Oechsner | Mark Paterson |
Dr.-Ing. Gerd Reinhold | Peter Schünemann-Plag | Dr. Petra Schüsseler

Medienpartner



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

KTBL (2021): Biogas in der Landwirtschaft - Stand und Perspektiven. 7. FNR/KTBL-Kongress, Onlinetagung 29.-30.09.2021, Darmstadt, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.

Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wird im Text das generische Maskulinum verwendet.

© KTBL 2021

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 Ernährung und Landwirtschaft aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

Titelfoto

© Animaflora PicsStock - www.stockadobe.com

Druck und Bindung

Druck- und Verlagshaus Zarbock GmbH & Co. KG
Sontraer Straße 6 | 60386 Frankfurt am Main

Vorwort

Im Sinne des Klima- und Umweltschutzes und im Zuge der Umstellung auf eine erneuerbare Energieversorgung ist die Biogaserzeugung und -nutzung von großer Bedeutung. Allein im Jahr 2019 wurden in Deutschland etwa 50 Mrd. Kilowattstunden Strom, Wärme und Kraftstoff aus Biogas und Biomethan erzeugt. Im gleichen Jahr vermied der Sektor knapp 16 Mio. Tonnen Kohlenstoffdioxid-Äquivalente. Zudem stellt die Branche rund 50.000 Arbeitsplätze überwiegend im ländlichen Raum bereit, was die Rolle der Biogasbranche, nicht nur für die Energiewende, unterstreicht.

Die Weiterentwicklung des Biogassektors in den kommenden Jahren ist ungewiss. Um die aktuellen rechtlichen, ökologischen und ökonomischen Herausforderungen sowie innovative Lösungsansätze aufzuzeigen und zu diskutieren, luden das Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL) und die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) am 29. und 30. September 2021 zum 7. Kongress der Veranstaltungsreihe „Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven“ ein.

Dieser Tagungsband bündelt sowohl die Fachbeiträge der Referierenden als auch die Kurzfassungen der während der Veranstaltung ausgestellten Posterbeiträge. Damit liefert er einen umfassenden Überblick über die aktuellen Herausforderungen der landwirtschaftlichen Biogasproduktion.

Das Fachprogramm wurde durch die KTBL-Arbeitsgruppe „Programmausschuss FNR/KTBL Biogaskongress 2021“ zusammengestellt. Es umfasst neben aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen und Herausforderungen sowie Zukunfts- und Post-EEG-Perspektiven auch Vorträge über Verfahrensoptimierung, Biogassubstrate, Möglichkeiten der Emissionsminderung und Biomethan.

Wir danken allen Referierenden, Moderierenden und den Autorinnen und Autoren von Postern sowie den Mitgliedern der Arbeitsgruppe „Programmausschuss FNR/KTBL Biogaskongress 2021“ herzlich für ihre engagierte Mitarbeit. Unser Dank richtet sich auch an die Kolleginnen und Kollegen, die den siebten Biogaskongress geplant und durchgeführt haben.

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



DR. MARTIN KUNISCH
Hauptgeschäftsführer

Fachagentur Nachwachsende
Rohstoffe e.V. (FNR)



DR.-ING. ANDREAS SCHÜTTE
Geschäftsführer

Inhalt

Vorträge

Aktuelle sicherheitstechnische und immissionsschutzrechtliche Herausforderungen beim Betrieb von Biogasanlagen MANUEL MACIEJCZYK.....	11
Die Rolle der Biogasproduktion als Bestandteil zukünftiger bioökonomischer Produktionssysteme DANIELA THRÄN, JAQUELINE DANIEL-GROMKE, PETER KORNAZ.....	17
Langfristige Perspektiven und Strategien für Anlagen zur Stromerzeugung LUDGER ELTROP	31
Die Rolle von Biomethan aus Sicht der Gaswirtschaft ARMIN BOTT	49
Dezentrale Erzeugung von LNG in einer neuartigen Prozesskette – Möglichkeiten und Grenzen ANDREAS LEMMER, ELENA HOLL, KATHARINA BÄR, JÖRG STEINBRENNER.....	55
Neue Geschäftsmodelle für Bioenergiedörfer – Auswirkungen auf die Nahwärmenetze JAN KELCH, MARIANNE KARPENSTEIN-MACHAN, INES WILKENS.....	66
Praxisnahe Betriebsmodelle für Biogasanlagen nach Ablauf der 1. EEG-Förderperiode aus dem ProBiogas-Projekt MARK PATERSON, BERND WIRTH, STEFAN HARTMANN	80
Systemdienstleistungen durch Biogasanlagen OLIVER BRÜCKL, MATTHIAS WILDFEUER, JOHANNES SCHÄCHINGER	92
Möglichkeiten und Herausforderungen der praxisnahen Prozesssimulation an Biogasanlagen SÖREN WEINRICH.....	102
Optimierung des Betriebs und Designs von Rührwerken zur Senkung des Eigenstromverbrauchs von Biogasanlagen BENJAMIN OHNMACHT, ANDREAS LEMMER, HANS OECHSNER, PHILIPP KRESS	114

EvEmBi – Methanemissionen von Biogasanlagen und
mögliche Minderungsmaßnahmen
LUKAS KNOLL, TORSTEN REINELT, ANGELA VESENMAIER,
MARTIN REISER 122

Aspekte eines nachhaltigen Betriebs von Biogasanlagen
MATHIAS EFFENBERGER, HENNING ECKEL, ANDREAS LEMMER,
ACHIM LOEWEN, MARK PATERSON, MARTIN STROBL 132

Landwirtschaftliche Rest- und Abfallstoffverwertung – Lösungsansätze
zur technischen Anpassung bestehender Biogasanlagen
NORBERT GRÖSCH, CHRISTIANE HERRMANN, STEFANIE WAGENER,
KATHARINA BÄR, JASMIN GLEICH, ULRICH KILBURG, ROBERT WAGNER,
WILFRIED ZÖRNER 141

Hemmnisse und Lösungsansätze zur Erhöhung der Gülle-
nutzung in Biogasanlagen
GERD REINHOLD..... 153

MOORuse – Paludikulturen als Biogassubstrat
CHRISTINA HARTUNG, HAUKE HEUWINKEL, VASILIS DANDIKAS,
TIM EICKENSCHIEDT 163

Poster

Gazelle – „Ganzheitliche Regelung von Biogasanlagen zur
Flexibilisierung und energetischen Optimierung“
MANUEL WINKLER, ERIC MAUKY, SÖREN WEINRICH, DIRK RABE,
CHRISTIAN KREBS, JÖRG KRETZSCHMAR..... 171

Anpassung der Biogasproduktion an die Residuallast
einer energieautarken Kommune
MATTHIAS KÖRBER, MANDY GERBER, ROLAND SPAN..... 173

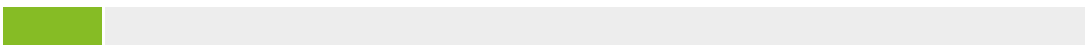
Biogas: Zukunftsperspektive für das Münsterland
VICTORIA GRÜNER, SYLKE MEHNERT, DANIEL BAUMKÖTTER,
ELMAR BRÜGGING 177

Perspektiven von Bio-CNG für einen postfossilen ÖPNV
JENS POETSCH, ROBIN KOCH, MARTIN SILBERHORN, GREGOR SAILER 180

Zukunft von Güllekleinanlagen in Bayern THOMAS J. VENUS, JOHANNES BLATTENBERGER, DIANA HEHENBERGER-RISSE, MATHIAS EFFENBERGER	183
Biogas als Baustein der multifunktionalen Bioenergienutzung einer Agrargenossenschaft im Erzgebirge ERIK FERCHAU, JÜRGEN WELLERDT, ALFONS HIMMELSTOSS, HARTMUT KRAUSE.....	187
Naturverträgliche Bewirtschaftung von Fauna-Flora-Habitat Mähwiesen bzw. Streuobstwiesen für die Biogasproduktion CHRISTINA BRANDHORST, ANDREAS LEMMER	191
Untersuchungen zur Steigerung der Abbaukinetik und des Biogaspotenzials lignocellulosereicher Biomasse MATTHIAS STEINDL, VASILIS DANDIKAS, FABIAN LICHTI	194
Bio-Smart – Biogasproduktion in Hochlastfermentern zur intelligenten Energiebereitstellung JUREK HÄNER, DANIEL BAUMKÖTTER, LUKAS WETTWER, ROBERTO ELOY HERNÁNDEZ REGALADO, ELMAR BRÜGGING	197
Mechanische Desintegration lignocellulosehaltiger Substrate mithilfe einer Kugelmühle zur Substrataufbereitung und Flexibilisierung der Biogaserzeugung – FLEX-CRASH RENÉ HELLER, BENEDIKT HÜLSEMANN, HANS OECHSNER.....	200
Quantifizierung von Mikroorganismen in Biogasfermentern SABINE PETERS, ULRICH KRAUSE, STEFAN DRÖGE	203
Entwicklung von Messverfahren zur Geschwindigkeitsmessung in Biogasanlagen LUKAS WEBER, SVEN ANNAS, GEORG MESSING, MICHAEL ELFERING, HANS-ARNO JANTZEN, JÜRGEN SCHOLZ	206
Einsatz von Zuckerrüben als Spitzenlast-Substrat in Biogasanlagen DIANA ANDRADE, FABIAN LICHTI.....	209
HyTech – Biologische Wasserstoffherzeugung für eine nachhaltige Energiewirtschaft SÖREN KAMPFUS, JULIANA ROLF, TOBIAS WEIDE, ELMAR BRÜGGING	212

Erhöhung der Wirkung und Transportwürdigkeit von Wirtschaftsdüngern durch gezielte Selektion enthaltener Nährstoffe (eN-Selekt) PATRICE RAMM, KATJA ANDERMANN, ANDREA COLOMBO, MARIUS CONRADY, ANGELIKA HANREICH, VINCENT PELENC.....	215
Reststoffverwertung zur Erzeugung von Biogas MARION SCHOMAKER, TOBIAS WEIDE, ELMAR BRÜGGING	218
Ein „Wireless Sensor Network“ zur Prozesscharakterisierung in Biogasfermentern LUKAS BUNTAKIEL, CHRISTOPH BUDELMANN, ANDREAS HELLER, SVEN ANNAS, SEBASTIAN REINECKE, UWE HAMPEL	221
SYPOX: Wasserstoffherstellung durch elektrische Biogasreformierung JOHANNES LUTZ, ADRIAN RIENDL, GIANLUCA PAULETTO.....	224
Braunkohle als Additiv in Güllekleinanlagen ANNA LEITHÄUSER, NICO SCHNEIDER, MANDY GERBER	227
Propfenstromreaktorbasierte Hydrolysevorstufe mit Gradientenüberwachung in der Flüssigphase THERESA MENZEL, PETER NEUBAUER, STEFAN JUNNE.....	230
CO ₂ in der Maische als Prozessindikator in Praxis-Biogasanlagen ANDREAS REMBOLD, SHARIF AHMED, KERSTIN MAURUS, MARIAN KAZDA.....	232
Intelligentes Pumpensystem zur Durchmischung von Biogasreaktoren ANNE DEUTSCHMANN, GREGOR GANZER	234
Projekt „Emissionsarme Wirtschaftsdüngeraufbereitung“ VIKTOR KAISER, LUKAS STOHR, GISELA WINKLER, GERALD EBERTSCH.....	237
Nitratreduktion im Boden durch Biomasseproduktion – geht das? ELENA KRIMMER, KORNELIA MARZINI, MARTIN DEGENBECK.....	240
Einfluss der Lagertemperatur auf das Biogasbildungspotenzial von Milchvieh- und Mastschweinegülle JULIO ELIAS HILGERT, BARBARA AMON, CHRISTIANE HERRMANN.....	243

Ammoniakrückgewinnung aus Gärprodukten von Biogasanlagen in Form von Ammoniakwasser mittels Kalkeinsatz (L'AmmoRE) LUKAS WETTER, DANIEL BAUMKÖTTER, ELMAR BRÜGGING, SEBASTIAN HAMMERSCHMIDT, HARUN ÇAKIR	247
Gasbildungspotenziale von Erbsen- und Ackerbohnenresiduen in Abhängigkeit des Erntetermins KAROLINE RÖPER, FRANZ-FERDINAND GRÖBLINGHOFF, HARALD LASER, RALF PUDE, BERNHARD C. SCHÄFER	250
Potenziale der Durchwachsenen Silphie auf staunassen Flächen (Pseudogleyen) THORSTEN RUF, CHRISTOPH EMMERLING	253
Verbesserung der Nährstoffversorgung von ökologisch bewirtschafteten Flächen durch Aufbereitung des Leguminosenaufwuchses in Biogasanlagen RAINER KISSEL, VASILIS DANDIKAS, FABIAN LICHTI	256
Auswirkungen des Mais-Stangenbohnen-Gemengeanbaus auf die Nitratgehalte im Boden DANIEL VILLWOCK, SABINE KURZ, MARIA MÜLLER-LINDENLAUF	259
Substratalternativen für die landwirtschaftliche Biogaserzeugung vor dem Hintergrund der Novellierung der Düngeverordnung und des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2021 SÖREN MOHRMANN, VERENA OTTER	262
Verbundvorhaben Sorghum-Blühmischungen für einen insekten- freundlichen Energiepflanzenbau – produktionstechnische Versuche des Technologie- und Förderzentrums KATRIN REHAK, MAENDY FRITZ	267
Mitwirkende	270



Aktuelle sicherheitstechnische und immissionsschutzrechtliche Herausforderungen beim Betrieb von Biogasanlagen

MANUEL MACIEJCZYK

1 Einleitung

Mit der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 wurde eine beeindruckende Entwicklung im Bereich der Biogasanlagen in Deutschland in Gang gesetzt. Waren zu Beginn dieser Entwicklung wenige biogasspezifische Verordnungen und Regelwerke verfügbar, hat sich insbesondere in den letzten fünf Jahren eine umfangreiche Konkretisierung des Standes der Technik bzw. des Standes der Sicherheitstechnik bei Planung, Bau, Betrieb und Instandhaltung von Biogasanlagen ergeben. Dieser Trend setzt sich aktuell fort und führt zu einer inzwischen kaum mehr überschaubaren Anzahl an sicherheitstechnischen und immissionsschutzrechtlichen Anforderungen (Abb. 1).

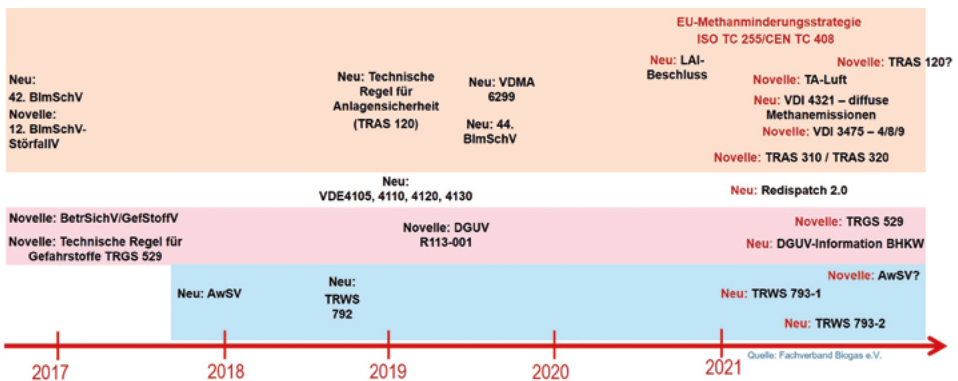


Abb. 1: Aktuelle Entwicklungen beim Stand der Technik für Biogasanlagen (© Fachverband Biogas e.V.)

Die Ansprüche an eine sichere, saubere und nachhaltige Biogasproduktion nehmen, bei gleichzeitig tendenziell sinkenden Erlösen (EEG), ständig zu. Die Betreiber von Biogasanlagen stehen somit vor immer größer werdenden Herausforderungen, die unzähligen Anforderungen zu überblicken, einzuhalten und zu refinanzieren.

2 Aktuelle Herausforderungen

Biogasanlagen unterliegen aufgrund ihrer unterschiedlichen Bauwerke, Maschinen und Tätigkeiten einer Vielzahl von Gesetzen, Verordnungen und Regelwerken. Angefangen bei der Produktion von Energiepflanzen, der Nutzung von Wirtschaftsdüngern, bis hin zur Erzeugung und Fortleitung von Biogas, Strom, Wärme oder Biomethan ergeben sich unterschiedliche behördliche Zuständigkeiten, die je nach Bundesland und Anlageneigenschaften (Größe, Einsatz von Abfall usw.) variieren. Zusätzlich nehmen europarechtliche und internationale Standardisierungsaktivitäten (z.B. ISO/CEN) an Bedeutung zu.

2.1 Entwicklungen bei der Arbeitssicherheit

Bereits seit den Anfängen ist die Arbeitssicherheit von Biogasanlagen umfänglich in den Sicherheitsregeln für Biogasanlagen (TI 4) geregelt. Da diese Sicherheitsregeln zunehmend an die Grenzen der behördlichen und rechtlichen Zuständigkeiten stoßen, wurde eine letzte Überarbeitung im Jahre 2016 durchgeführt und bereits 2015 eine Technische Regel für Gefahrstoffe – Tätigkeiten bei der Herstellung von Biogas (TRGS 529) durch das Bundesministerium für Arbeit und Soziales (BMAS) veröffentlicht. Im Jahr 2020 wurde eine erste Überarbeitung der TRGS 529 initiiert, da folgende Entwicklungen berücksichtigt werden sollen:

- Unfallgeschehen und Berufskrankheiten
- Beanstandungen und Beobachtungen im Vollzug (zunehmende Bedeutung der Instandhaltung)
- Weiterentwicklung anderer Regelwerke (TRAS 120, DGUV-Regeln usw.)
- Technische Neuerungen und Entwicklungen auf den Biogasanlagen (z.B. Gärprodukt-trockner)

Die Überarbeitung der TRGS 529 soll bis Anfang 2022 abgeschlossen sein und dann den zuständigen Gremien (Ausschuss für Gefahrstoffe) zur weiteren Diskussion zugeleitet werden.

Flankierend zur TRGS 529 konkretisieren weitere Technische Regeln für Gefahrstoffe und für Betriebssicherheit (TRGS, TRBS) den Stand der Technik. Von besonderer Bedeutung für Biogasanlagen ist auch die Explosionsschutz-Regel (EX-RL) DGUV 113-001, da hierin beispielhafte EX-Zoneneinteilungen für Biogasanlagen (Punkt 4: spezielle Anlagen) beschrieben werden. Eine letzte Überarbeitung der EX-RL fand im Jahr 2020 statt, da mit der Veröffentlichung der Technischen Regel Anlagensicherheit (TRAS 120) neue Erkenntnisse aus dem Immissionsschutz zu berücksichtigen und synchronisieren waren. Aktuell in Bearbeitung ist auch eine Informationsschrift der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung (DGUV) zum Thema gasbetriebene Blockheizkraftwerke (BHKW).

Die Information soll sich u. a. an die Betreiber von biogasbetriebenen BHKW richten und arbeitsschutzrechtliche Hinweise (Gefährdungen, Schutzmaßnahmen usw.) für Errichtung, Betrieb und Instandhaltung geben.

2.2 Entwicklungen beim Immissionsschutz

Eine umfassende Verschärfung und Konkretisierung bezüglich der Erzeugung und Verwertung von Biogas gab es im Bereich des Immissionsschutzes (BImSchG). Aus der ursprünglich im Bundesumweltministerium (BMU) geplanten verbindlichen Biogasanlagenverordnung wurde aufgrund rechtlicher Bedenken eine Technische Regel Anlagensicherheit (TRAS 120 „Sicherheitstechnische Anforderungen an Biogasanlagen“). Die Erforderlichkeit für eine Veröffentlichung der TRAS 120 ergab sich für das BMU aus einer seit Jahren hohen Schadens- und Mängelquote bei Biogasanlagen sowie der Auswertung von Sachverständigengutachten (§ 29 a BImSchG). In intensiven und kontroversen Diskussionen wurde die TRAS 120 durch einen in der Kommission für Anlagensicherheit (KAS) angesiedelten Arbeitskreis Biogas von 2015 bis Anfang 2019 ausgearbeitet und durch das BMU veröffentlicht. Die TRAS 120 stellt eine Erkenntnisquelle ohne Vermutungswirkung zum Stand der Technik (BImSchG) und zum Stand der Sicherheitstechnik (Betriebsbereiche der 12. BImSchV) dar. Aufgrund der sehr detaillierten und anspruchsvollen Anforderungen gibt es bei der Anwendung dieser Erkenntnisquelle regelmäßig Diskussionen zwischen den Betreibern, Sachverständigen (§ 29 b BImSchG) und den zuständigen Behörden, insbesondere wenn Abweichungen zur TRAS 120 als gleichwertige Lösung akzeptiert werden sollen. Durch die weitere Flexibilisierung der Biogasanlagen und der maßgeblichen Erhöhung der potenziellen Gasspeicherkapazitäten sowie einer steigenden gasdichten Lagerdauer von Gärprodukten unterliegen zunehmend mehr Biogasanlagen (Betriebsbereiche) der Störfallverordnung (12. BImSchV) und müssen somit dem Stand der Sicherheitstechnik (gemäß § 3 Abs. 4 der 12. BImSchV) entsprechen. Zum Stand der Sicherheitstechnik gibt es weitere relevante Erkenntnisquellen wie z.B. die TRAS 310 und die TRAS 320 bzw. weitere Merkblätter, Leitfäden usw.

Nach längeren Diskussionen wurde im Juni 2021 eine novellierte Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft) durch das Bundeskabinett beschlossen. Damit werden erstmals Biogasanlagen als eigenständiger Regelungstatbestand in das Immissionsschutzrecht aufgenommen. Da sich die TA Luft direkt an die Vollzugsbehörden richtet, bleibt abzuwarten wie diese die TA Luft interpretieren und umsetzen. Neben einer sehr begrüßenswerten Ergänzung, der bisher verbindlichen 150-Tage-Verweilzeit im gasdichten System (Restgaspotenzial, einsatzstoffabhängige Verweilzeit), sind neuerdings auch diverse Anforderungen aus der TRAS 120 (Dichtheitsnachweise, Anforderungen an die Ausführung der Gasspeichersysteme usw.), Vorgaben für die emissionsarme Gärproduktlagerung (NH₃, Geruch) sowie neue Anforderungen an die Abluftbehandlung von

Gärprodukt- und Bioabfallaufbereitungsverfahren (Annahmehereich, Separation, Trocknung usw.) enthalten. Basierend auf der neu beschlossenen TA Luft wird auch die VDI-Richtlinie 3475-4 (Emissionsminderung bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen) einer umfassenden Überarbeitung und Anpassung an den aktuellen Stand der Technik unterzogen werden.

Die bisher auch in der TA Luft behandelten Emissionsgrenzwerte beim Betrieb von BHKW-Anlagen wurden mit der Veröffentlichung der nationalen Umsetzung (44. BImSchV) der EU-Richtlinie EU-2015/2193 (Medium Combustion Plant directive) im Juni 2019 aus der TA Luft entfernt. Diese direkt an die Betreiber von BHKW-Anlagen gerichtete 44. BImSchV gibt umfangreiche Vorgaben für die Errichtung, die Beschaffenheit und den Betrieb (Grenzwerte, Prüfungen, Dokumentation, Technik) von mit Biogas betriebenen Verbrennungsmotoranlagen mit einer Feuerungswärmeleistung (FWL) von mehr als 1 MW bzw. mehreren Einzelmotoren mit weniger als 1 MW FWL Einzelleistung aber in der Summe mehr als 1 MW FWL. Mit der Einführung der 44. BImSchV ergeben sich weitere Verschärfungen bestehender Immissionsgrenzwerte (z. B. NO_x) je nach Inbetriebnahmedatum, Motortyp, Betriebsweise usw. mit unterschiedlichen Übergangsfristen. Bei Neuanlagen im Sinne der Verordnung ist ab 2023 ein NO_x -Grenzwert von $0,1 \text{ g/m}^3$ einzuhalten, der in der Regel nur mit einem SCR-Katalysator zu erreichen ist. Zusammen mit einer weiteren Überarbeitung des Beschlusses der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) für den Erhalt des Luftreinhaltebonus gemäß EEG im September 2020 sind auch für bestehende BHKW-Anlagen umfangreiche Um- und Nachrüstungen notwendig, um die neuen Grenzwerte sicher einhalten zu können bzw. die Einhaltung der Grenzwerte zu dokumentieren (NO_x -Sensor, Temperaturüberwachung und Verplombung des Oxidationskatalysators usw.). Weitere rechtsunverbindliche Hinweise zur Umsetzung dieser Methoden zur Überwachung der Emissionen von Verbrennungsmotoranlagen sind in einem vom VDMA im September 2019 veröffentlichten Einheitsblatt 6299 zu finden. Aufgrund der Komplexität der 44. BImSchV und der geforderten Vorgaben bestehen nach wie vor viele Vollzugs- und Interpretationsfragen in den Ländern. Spätestens ab dem Jahr 2022 sollen die umfangreichen Anforderungen auch verbindlich umgesetzt werden und die Grundlage für den Erhalt des Luftreinhaltebonus sein. Für viele Betreiber ergeben sich aus den neuen Vorgaben erhebliche Nachinvestitionen bzw. strategische Fragen zum Weiterbetrieb der Biogasanlage.

2.3 Entwicklungen beim anlagenbezogenen Gewässerschutz

Der Stand der Technik beim anlagenbezogenen Gewässerschutz für den Bau und Betrieb von Biogasanlagen hat sich mit der Einführung der Verordnung über den Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV) im Jahr 2017 maßgeblich verschärft und konkretisiert. Um die Anforderungen noch weiter zu präzisieren, wurde in

den vergangenen Jahren intensiv an einer Technischen Regel wassergefährdende Stoffe (TRwS 793-1) mit dem Fokus auf Neuanlagen gearbeitet. Nach intensiven Diskussionen, inklusive eines Schlichtungsverfahrens bei den Detailanforderungen zu der Ausgestaltung des umwallten Raumes, wurde die TRwS 793-1 im März 2021 veröffentlicht und unmittelbar mit der Diskussion eines Teil 2 (Bestandsanlagen) begonnen. Auch hier stellt das Thema Umwallung einen Themenschwerpunkt dar, da spätestens ab August 2022 auch Bestandsanlagen über diesen verfügen müssen.

2.4 Weitere Entwicklungen

Neben den umfangreichen behördlichen Aktivitäten in Bezug auf die Sicherheit und Immissionsminderung auf Biogasanlagen gibt es zahlreiche weitere Standards, technische Regelwerke, Merkblätter und Veröffentlichungen die Hinweise zum Stand der Technik bzw. zu den allgemein anerkannten Regeln der Technik geben:

- International: ISO-Standards, CEN-Standards
- National: DWA, DVGW, VDI, DIN, VDE usw.

3 Zusammenfassung

Die weiteren Verschärfungen bei den sicherheitstechnischen und immissionsschutzrechtlichen Anforderungen stellen die Biogasbranche vor zunehmende Herausforderungen. Neben der kaum mehr zu überblickenden Komplexität sorgen unnötige Interpretationsdiskussionen für große Verunsicherung bei allen Beteiligten. Es bedarf daher dringend einer besseren Koordination der Regelsetzer, um die Anforderungen auf ihre Verhältnismäßigkeit sowie Umsetzbarkeit hin zu prüfen und andererseits unerwünschte Wechselwirkungen der Anforderungen untereinander zu vermeiden.

Andererseits muss die Biogasbranche aber auch den Ansprüchen an eine sichere, saubere, emissionsarme und nachhaltige Biogasproduktion gerecht werden, um in Zukunft einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz und der Energiewende leisten zu können.

Literatur

- BImSchG (2020): Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (BImSchG): Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274; 2021 I S. 123), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 1 des Gesetzes vom 9. Dezember 2020 (BGBl. I S. 2873) geändert worden ist
- BMU (2018): TRAS 120 „Sicherheitstechnische Anforderungen an Biogasanlagen“, vom 20. Dezember 2018. <https://www.kas-bmu.de/tras-entgueltige-version.html?file=files/publikationen/TRAS/TRAS%20%28entgueltige%20Fassung%29/BAanz%20AT%2021.01.2019%20B4.pdf>, Zugriff am 08.06.2021
- DGUV Regel 113-001 (2020): Explosionsschutz-Regeln (EX-RL). <https://www.bgrci.de/-exinfo/dokumente/explosionsschutz-regeln-ex-rl-dguv-regel-113-001/>, Zugriff am 08.06.2021
- Technische Regel für Gefahrstoffe (TRGS) 529 (2017): Tätigkeiten bei der Herstellung von Biogas, Ausgabe: Februar 2015, GMBI 2015 S. 190-207 [Nr. 11] (vom 13.04.2015), zuletzt geändert und ergänzt: GMBI 2017, S. 778 [Nr. 41-42] (vom 06.10.2017)
- TRwS 793-1 (2021): Technische Regel wassergefährdender Stoffe – Biogasanlagen – Teil 1: Errichtung und Betrieb von Biogasanlagen mit Gärsubstraten landwirtschaftlicher Herkunft. Arbeitsblatt DWA-A 793-1, Hennef
44. BImSchV (2019): Verordnung über mittelgroße Feuerungs- Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen vom 13. Juni 2019 (BGBl. I S. 804)
12. BImSchV (2020): Störfall-Verordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. März 2017 (BGBl. I S. 483), die zuletzt durch Artikel 107 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist, wobei die finale Version noch nicht im Bundes-Ministerialblatt veröffentlicht wurde

Die Rolle der Biogasproduktion als Bestandteil zukünftiger bioökonomischer Produktionssysteme

DANIELA THRÄN, JAQUELINE DANIEL-GROMKE, PETER KORNAZ

1 Was ist Bioökonomie?

Bioökonomie leitet sich aus den Begriffen bios (Leben), oikos (Haus) und nomos (Gesetz) ab. Als Prinzip wurde der Begriff erstmals in den 1960er-Jahren von Zeman verwendet (Bonaiuti 2014), der damit die biologische Basis fast aller ökonomischen Aktivitäten hervorhob. Die nationale Bioökonomiestrategie der Bundesregierung definiert die Bioökonomie als die Erzeugung und Nutzung biologischer Ressourcen (auch Wissen), um Produkte, Verfahren und Dienstleistungen in allen wirtschaftlichen Sektoren im Rahmen eines zukunftsfähigen Wirtschaftssystems bereitzustellen (Bundesregierung 2020). Land- und Forstwirtschaft, Energiewirtschaft, Fischerei und Aquakultur, Chemie und Pharmazie, Nahrungsmittelindustrie, Industrielle Biotechnologie, Papier- und Textilindustrie sowie der Umweltschutz werden als wichtige Anwendungsfelder benannt (Bioökonomierat 2019). In ihrer volkswirtschaftlichen Breite, der Berücksichtigung unterschiedlichster Nutzung und zukünftiger Bedarfe vertritt diese Definition einen umfassenden (systemischen) Anspruch. Der Begriff der „biobasierten Wirtschaft“ wird häufig synonym verwendet. Der Begriff „biologische Transformation“ (Biologisierung) ist ein Sammelbegriff für die zunehmende Integration von Prinzipien der Natur in moderne Wirtschaftsbereiche beziehungsweise die Entwicklung von Produkten oder Problemlösungen, angetrieben durch den Erkenntnisgewinn in den Lebenswissenschaften und insbesondere der Biotechnologie. So wird etwa von der Biologisierung der Wirtschaft, der Biologisierung der Industrie oder der Biologisierung der Technik gesprochen.

2 Die Ressourcen der Bioökonomie

Landflächen, Biomasse, Mikroorganismen, Technologien, Wissen usw. bilden die Ressourcen der Bioökonomie. Sie werden von der Natur immer wieder neu bereitgestellt oder können durch Kreislaufschließung am Ende der Nutzung durch den Menschen generiert werden. Beide Elemente bilden gemeinsam die Ressourcenbasis.

Biomasse wird als Rohstoff in verschiedensten Verarbeitungsstufen gehandelt und auch vielfach nach Deutschland importiert. Eine nationale Betrachtung der Rohstoffe bleibt immer unvollständig.

Abbildung 1 gibt daher einen Überblick über die Landnutzung und die globalen, vom Menschen verwerteten Biomasseströme. Die abgebildeten Daten stammen aus dem Jahr 2000, da keine neueren konsistenten Bilanzen verfügbar sind. Die gesamte Menge der geernteten Biomasse ist seit 2000 angestiegen; das Gesamtbild, insbesondere im Hinblick auf die Landnutzung sowie die Größenordnungen und die Relationen der Flüsse zueinander, sollte aber im Wesentlichen nach wie vor gültig sein (Angerer et al. 2016).

Dreiviertel der globalen Landfläche – außer Grönland und Antarktis – werden bereits durch den Menschen genutzt (Erb et al. 2017). Die noch ungenutzten Landflächen bestehen zum einen aus unproduktiven Böden wie Wüsten, zum anderen aus den letzten unberührten Urwäldern. Zusätzliche Landflächen können und sollten daher größtenteils nicht kultiviert werden (Angerer et al. 2016).

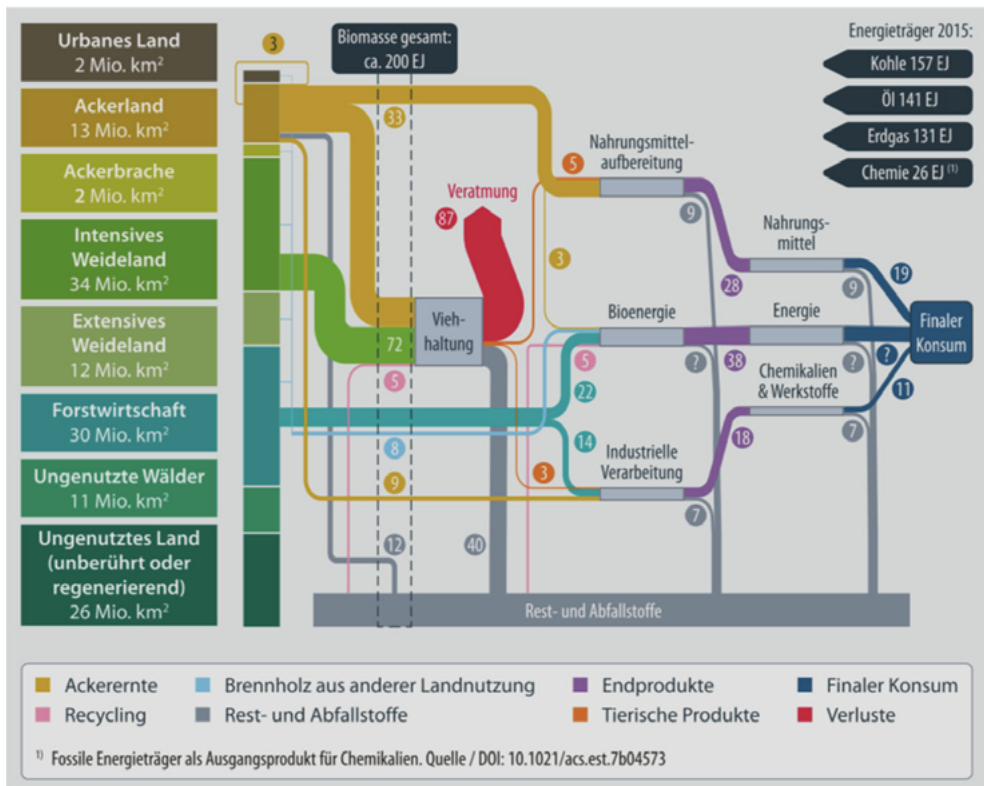


Abb. 1: Flussdiagramm der geernteten globalen Biomasseflüsse in Exajoule pro Jahr für das Jahr 2000. Die linke Spalte illustriert die Nutzung der globalen Landflächen. (© Thrän, Mösenfechtel 2020)

Insgesamt werden jährlich 235 EJ/Jahr Biomasse vom Menschen global geerntet (Zeddies und Schönleber 2014). Diese Menge besteht zur Hälfte aus Kulturpflanzen von Ackerland, die wiederum zur Hälfte als Viehfutter verwendet werden. Die geerntete Biomasse beinhaltet weiterhin zu einem Drittel von Nutztier verzehrte Gräser und zu einem Sechstel Holz. Damit werden insgesamt 135 EJ, also mehr als die Hälfte der insgesamt genutzten Biomasse, zur Fütterung von Vieh verwendet. Hiervon wiederum gelangen nur 5 EJ (4 %) in Form tierischer Produkte in die menschliche Ernährung. Der Rest wird von den Tieren veratmet oder endet als Abfallprodukt (Angerer et al. 2016).

Diese Zahlen zeigen den starken Einfluss der Ernährungsgewohnheiten auf den aktuellen und künftigen Landbedarf zur Nahrungsmittelproduktion. So könnten rechnerisch bei einer rein pflanzlichen Ernährung weltweit etwa doppelt so viele Menschen von der gleichen Fläche ernährt werden wie heute. Wenn beispielsweise der Fleischkonsum halbiert würde, könnte auf den freien Agrarflächen die Biokraftstoffproduktion um das 7,7-Fache steigen, was 14 % der Treibhausgase im Verkehrssektor eindämmen würde (Zech und Schneider 2019). Im Hinblick auf das Bevölkerungswachstum und die steigende Nachfrage nach tierischen Lebensmitteln in bevölkerungsreichen Ländern wie Indien und China geht die Ernährungs- und Landwirtschaftsorganisation der Vereinten Nationen (Food and Agriculture Organization of the United Nations, FAO) jedoch davon aus, dass die globale Agrarproduktion bis 2050 gegenüber 2005 um 60 % steigen muss (Alexandratos und Bruinsma 2012).

Aus Abbildung 1 wird ebenfalls ersichtlich, dass weniger als die Hälfte der geernteten Biomasse (86 EJ/Jahr) in Form von Nahrungsmitteln, Energieträgern, Chemikalien und Werkstoffen beim Menschen ankommt. Ein Großteil der Reststoffe der Pflanzen- und Holzernte verbleiben auf dem Feld oder im Wald und tragen unter anderem zur natürlichen Düngung des Bodens, zur Humusbildung und zum Erhalt der Artenvielfalt (zum Beispiel Totholzkäfer) bei (IEA 2017). Nutzbare Rest- und Abfallstoffe fallen bei der Ernte und Weiterverarbeitung der Biomasse an, aber auch bei oder nach der Nutzung (Angerer et al. 2016). So werfen Verbraucher beispielsweise in Deutschland pro Einwohner jährlich etwa 70 bis 90 kg an Nahrungsmitteln weg (Kranert et al. 2012). Gleichzeitig entsteht eine vergleichbare Menge an Gebraucht- und Altholz am Ende der Nutzungsphase, das in Nutzungskaskaden weiterverwendet werden kann (Umweltbundesamt 2019).

Die Zahlen zeigen, dass die Biomassenutzung durch den Menschen im großen Bild bisher wenig kreislauforientiert und ressourcenschonend erfolgt. Jedoch gibt es bereits erfolgreiche Nischenprodukte: Phosphor ist einer jener Stoffe, deren Vorkommen sehr begrenzt ist, welcher jedoch für die Bodendüngung und Nahrungsmittelproduktion von großer Bedeutung ist. Mikroorganismen ermöglichen die Rückgewinnung von Phosphor aus Klärschlamm. So werden beispielsweise in einer Anlage der Berliner Wasserbetriebe

aus dem städtischen Abwasser Phosphorverbindungen biologisch mithilfe von Mikroorganismen herausgelöst und anschließend mit einem chemisch-physikalischen Verfahren kristallisiert. Das daraus entstehende Recyclingprodukt heißt Magnesium-Ammonium-Phosphat (MAP). Die Wasserbetriebe vertreiben es als mineralischen Langzeitdünger zu geringem Preis unter der Marke „Berliner Pflanze“ an Landwirte oder Kleinkunden (Berliner Wasserbetriebe o.D., in Thrän und El-Chichakli 2017). Zur Ressourcenschonung können künftige Ansätze zur Entwicklung nahr- und schmackhafter sowie gesunder Lebensmittelalternativen einen wichtigen Beitrag leisten. Ein Beispiel liegt in der Entwicklung von anderen Proteinquellen wie pflanzlicher Ei-, Milch- und Fleischerersatz, Lebensmittel aus Pilz- oder Insektenproteinen oder im Labor gezüchtetes Fleisch (Bioökonomierat 2015).

Auch zeigt der Vergleich von Biomasse und fossilen Stoffströmen deutlich, dass es nicht nachhaltig ist, unsere aktuelle Wirtschaftsweise komplett mit Biomasse zu versorgen: Der gesamten Biomassernte von 235 EJ/Jahr stand im Jahr 2000 ein Verbrauch an fossilen Rohstoffen von 440 EJ/Jahr gegenüber, der bis zum Jahr 2015 auf 550 EJ/Jahr gestiegen ist (Our Finite World 2018).

Die Gegenüberstellung der Stoffströme liefert eine Einschätzung der Ressourcenverfügbarkeit, Effizienz und des Substitutionspotenzials der Bioökonomie. Stoffstromanalysen haben allerdings das Darstellungsproblem, dass kleine Stoffflüsse mit hohem Wertschöpfungspotenzial schwer erkennbar sind, und damit die Chancen, die sich aus einer sehr rohstoffeffizienten Nutzung der Biomasse ergeben, leicht übersehen werden. Biologisches Wissen ist in den Analysen naturgemäß nicht enthalten.

Eine nachhaltige Bioökonomie – so die Schlussfolgerung – muss daher die begrenzten Ressourcen als Ausgangspunkt verstehen und mit starkem Nachdruck technische und gesellschaftliche Innovationen forcieren, um Ressourcen zu schonen, Kreisläufe zu schließen und gleichzeitig die Bedürfnisse einer wachsenden Weltbevölkerung zu erfüllen. Die Beschreibung möglicher Innovationen und ihrer Realisierungschancen mit dem Fokus Biogas sind daher ein zentrales Element in den kommenden Kapiteln.

3 Anforderungen an künftige bioökonomische Produktionssysteme

Als Anforderungen an künftige bioökonomische Produktionssysteme wird sowohl in der europäischen als auch in der deutschen Bioökonomiestrategie Nachhaltigkeit als zentrales Prinzip zu Grunde gelegt und weiter konkretisiert. So beinhaltet die nationale Bioökonomiestrategie der Bundesregierung sechs maßgebliche, handlungsleitende Ziele (Bundesregierung 2020):

1. Bioökonomische Lösungen für die Nachhaltigkeitsagenda entwickeln
2. Potenziale der Bioökonomie innerhalb ökologischer Grenzen erkennen und erschließen
3. Biologisches Wissen erweitern und anwenden
4. Ressourcenbasis der Wirtschaft nachhaltig ausrichten
5. Deutschland zum führenden Innovationsstandort der Bioökonomie ausbauen
6. Gesellschaft einbinden, nationale und internationale Kooperationen intensivieren

Zur Erreichung der strategischen Ziele wurden konkrete Umsetzungsziele in der Forschungsförderung, der Gestaltung von Rahmenbedingungen und bei übergreifenden Instrumenten festgelegt. So sind z.B. Schwerpunkte bei der Forschungsförderung Biologisches Wissen als Schlüssel zur Bioökonomie; Konvergierende Technologien, disziplinübergreifende Zusammenarbeit: Grenzen und Potenziale; Transfer in die Anwendung; Bioökonomie und Gesellschaft sowie Globale Forschungsk Kooperationen.

Zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Bioökonomie werden politische Handlungsfelder beschrieben, auf denen die Bundesregierung in den kommenden Jahren konkrete Maßnahmen ergreifen wird. Das betrifft die Minderung des Flächendrucks, die Sicherstellung der nachhaltigen Erzeugung und Bereitstellung biogener Rohstoffe, den Aufbau und die Weiterentwicklung bioökonomischer Wertschöpfungsketten und -netze, Instrumente zur Markteinführung und Etablierung biobasierter Produkte, Verfahren und Dienstleistungen, die Sicherstellung politischer Kohärenz, die Nutzung des Bioökonomie-Potenzials für die Entwicklung ländlicher Räume sowie die Nutzung der Digitalisierung für die Bioökonomie.

Für Biogassysteme ergeben sich aus den genannten Prinzipien und Strategien unterschiedliche Anforderungen wie (i) die Nachhaltigkeit der Rohstoffbasis zu definieren und garantieren, (ii) Ressourcensparenden Umgang durch effiziente Umwandlung und sparsamen Einsatz sicherzustellen, (iii) den Prozess um innovative Produkte erweitern, (iv) unterschiedlichste Systemdienstleistungen im Energiesystem sowie im Nährstoff- und Kohlenstoffkreislauf bereitzustellen und (v) die Reststoffe im Kreis zu führen. Gleichzeitig wird die Notwendigkeit von Biogas für die Energiewende zum Beispiel durch das Klimaschutzprogramm der Bundesregierung (Bundesregierung 2020a) unterstrichen.

Diese verschiedenen Prioritäten an eine zukunftsfähige Biogasproduktion und -nutzung verändern auch die Rolle und Perspektiven des Sektors.

4 Rolle der Biogasproduktion in der Bioökonomie

Die Ausrichtung von Biogasanlagen ist bisher hauptsächlich auf den energetischen Sektor fokussiert. Vor allem für Deutschland trifft diese Aussage zu, jedoch auch im internationalen Kontext steht die Energiebereitstellung im Vordergrund. Allerdings ist in den letzten Jahren ein Paradigmenwechsel festzustellen. Vor allem bei der Energieproduktion wurde bei Biogas vom grundlastorientierten Betrieb zum bedarfsorientierten flexiblen Betrieb übergegangen, aber auch die stoffliche Nutzung von Gärprodukten jeglicher Art rückt in den Fokus. Im Folgende soll die aktuelle Situation für Biogas in Deutschland dargestellt werden und die Perspektiven, die Biogas in einem bioökonomischen Produktionssystem in Zukunft einnehmen kann.

4.1 Rolle der Biogasproduktion im deutschen Kontext

Bisher ist die Ausrichtung der deutschen Biomasseanlagen auf die Energieproduktion fokussiert, was sich deutlich in der Auslegung der Anlagen widerspiegelt.

Die Biomasseanlagen in Deutschland (einschließlich Biomethananlagen sowie Klär- und Deponiegasanlagen) erzeugten mit einer installierten elektrischen Anlagenleistung von insgesamt rund 9.300 MW Ende 2020 rund 45 TWh Strom (Brutto) (BMW i 2021). Gemessen an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stellt Biomasse im Jahr 2020 insgesamt einen Anteil von 18 %; gemessen an der gesamten Bruttostromerzeugung in Deutschland 8 %. Der Großteil der Stromerzeugung aus Biomasse wird zu 70 % aus Biogas (inklusive Biomethan) bereitgestellt (BMW i 2021). Die Wärmebereitstellung aus Biomasse erreichte im Jahr 2020 rund 139 TWh; das entspricht etwa 77 % der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien insgesamt bzw. rund 12 % des Endenergieverbrauchs an Wärme (BMW i 2021). Der Großteil der Wärmebereitstellung aus Biomasse stammt dabei mit rund 84 % (116,7 TWh) überwiegend aus der Nutzung biogener Festbrennstoffe (BMW i 2021). Im Bereich der Kraftstoffe spielt der Einsatz von Biomasse über den Einsatz von Biomethan bisher nur eine vergleichsweise geringe Rolle, aber nimmt perspektivisch zu, wodurch ein neuer Produktzweig im Verkehrssektor erschlossen wird.

Ende 2020 umfasste die installierte elektrische Anlagenleistung von Biogasanlagen (einschließlich Biomethananlagen) sowie von Klär- und Deponiegasanlagen insgesamt 7,4 GW (BMW i 2021). Während der Anlagenbestand für Biogas erstmals rückläufig ist, nimmt die installierte elektrische Anlagenleistung von Biogasanlagen im Jahr 2020 – analog der Vorjahre aufgrund der Flexibilisierung der Anlagen – zu. Die realisierte Bruttostromerzeugung erreicht 2020 rund 33,2 TWh und stagniert seit den letzten 5 Jahren auf diesem Niveau. Parallel zur Stromerzeugung wird durch den Einsatz von Biogas in KWK-Anlagen eine Wärmebereitstellung aus Biogas, Biomethan, Klär- und Deponiegas

von rund 19,2 TWh realisiert, davon gehen rund 16,7 TWh auf Biogas einschließlich Biomethan zurück (BMW i 2021).

Ende 2020 sind – mit Berücksichtigung von Anlagenstilllegungen und Außerbetriebnahmen – etwa 8.900 Biogasproduktionsanlagen (einschließlich Biomethananlagen) in Betrieb. Der Großteil dieser Anlagen sind landwirtschaftliche Biogasanlagen, die zur Biogasproduktion nach wie vor überwiegend nachwachsende Rohstoffe (Maissilage, Ganzpflanzensilage, Grassilage) sowie tierische Exkrememente (u. a. Gülle, Festmist) einsetzen. Da in 2020 lediglich vereinzelt Neuanlagen in Betrieb gegangen sind, ist aufgrund der Anlagenstilllegungen der aktive Anlagenbestand von Biogasproduktionsanlagen erstmals rückläufig. Der Zubau neuer Anlagen begrenzt sich vor allem auf Güllekleinanlagen, die seit Einführung der gesonderten Vergütungskategorie für güllebasierte Kleinanlagen mit dem EEG 2012 verstärkt in Betrieb gehen.

Da die EEG-Vergütung für Biogasanlagen spätestens nach 20 Jahre ihrer Inbetriebnahme endet, und nur ein Teil der Anlagen eine Anschlussförderung über Ausschreibungen oder eigenen Vermarktungsoptionen nutzen wird, ist davon auszugehen, dass der Biogasanlagenbestand sukzessive abnehmen wird. Unsicherheiten bestehen auf Seiten der Anlagenbetreiber hinsichtlich des wirtschaftlichen Anlagenbetriebes, der Auswahl des Betriebskonzeptes und der Fahrplangestaltung, um Biogasanlagen entsprechend der Strompreisschwankungen zukünftig wirtschaftlich betreiben zu können (Daniel-Gromke et al. 2020).

4.2 Perspektive für Biogas im Energiesektor

Der Weiterbetrieb von Bestandsanlagen ist über die Anhebung der Ausbaukorridore und Gebotswerten im EEG 2021 grundsätzlich gegeben. So wird die Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren für Biomasse für einen Großteil der flexibilisierten Bestandsanlagen erwartet, da die Ausschreibungsvolumina für Biomasse auf 600 MW installierter Leistung im EEG 2021 angehoben wurde; ebenso wie die Höhe der Höchstgebotswerte (Bestandsanlagen 18,4 ct/kWh_{el}, Neuanlagen 16,4 ct/kWh_{el}). In den bisherigen Ausschreibungsrunden wurde das gesamte ausgeschriebene Volumen für Biomasse bislang nicht ausgeschöpft. Erwartungsgemäß wird die Teilnahme an den Ausschreibungen jedoch zunehmen, da für den Großteil der Bestandsanlagen die 20 Jahre EEG-Förderung ab 2024/2025 endet. Generell ist davon auszugehen, dass der Anlagenbetrieb insbesondere bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen zunehmend bedarfsorientiert erfolgen wird, da die Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren im EEG die Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biogas erfordert und die Anforderungen an die Flexibilisierung erhöht wurden (45 % Bemessungsleistung, Einführung von Qualitätskriterien). Die Flexibilisierung von Bestandsanlagen könnte auch durch Substratreduktion bzw. -anpassungen erfolgen – insbesondere in Regionen mit hohen Pachtpreisen für Anbaubiomasse. Inwie-

fern damit technische und genehmigungsrechtliche Anpassungen notwendig sind, wird vom jeweiligen Anlagenkonzept abhängen. Generell: Mit dem Ausstieg fossiler Kapazitäten ist perspektivisch ein Anstieg bei den Erlösen durch die Fahrplanoptimierung von Biogasanlagen zu erwarten, die ihren Strom zunehmend bedarfsgerecht erzeugen und einspeisen.

Vor dem Hintergrund des sich ändernden Energiesystems, den damit verbundenen Anforderungen und den begrenzten mengenmäßigen Potenzialen von Biogas sollten Handlungsoptionen so gestaltet werden, dass Biogas bzw. Biomethan insbesondere dort eingesetzt wird, wo es den größten volkswirtschaftlichen Nutzen für das Energiesystem aufweist und wo fossile Energieträger durch andere erneuerbare Energien nur sehr schwer substituiert werden können. Bezüglich der Biogasnutzung stellt der KWK-Pfad die Nutzungsoption mit der höchsten THG-Einsparung dar. Aufgrund der neuen Anforderungen und Transformationsprozesse im Energiesystem ist dabei die Flexibilisierung von Biogasanlagen von besonderer Bedeutung. Dabei kann die Flexibilisierung sowohl durch Substratreduktion als auch durch Erhöhung der Anlagenleistung umgesetzt werden. In den letzten Jahren erfolgten im Biogasbereich vordergründig Erweiterungen bestehender Biogasanlagen infolge der Leistungserhöhung zur Flexibilisierung, wobei dies in der Praxis meist über Leistungserweiterungen bestehender Anlagen durch den BHKW-Tausch bzw. Zubau von BHKW-Kapazitäten erfolgte.

Es wird deutlich, dass Biogasanlagen zwar einen wichtigen Baustein im Energiesystem als flexible Speicherkraftwerke bilden, jedoch dies allein nicht das volle Potenzial der Anlagen ausschöpfen und auch im Sinne der Bioökonomie nur ein Baustein sein kann.

4.3 Perspektive für Biogas im Verkehr- und Industriesektor

Tendenziell wird die Stromerzeugung aus Biogas abnehmen, da der Anlagenbestand ohne wesentliche Änderungen der derzeitigen politischen Rahmenbedingungen in den nächsten Jahren deutlich zurückgehen wird. Eine Verlagerung wird dagegen durch die Bereitstellung von Biomethan als Kraftstoff erwartet.

Aufgrund der angestrebten Elektrifizierung des Verkehrssektors ist der Einsatz von Biomethan als Kraftstoff dort sinnvoll, wo Mobilität auf Basis von Strom nicht oder nur unter hohem Einsatz von Ressourcen und finanziellen Mitteln möglich ist. So kann Biomethan bevorzugt in landwirtschaftlichen Betrieben eingesetzt werden. Zum Beispiel als (teilaufbereitetes) Biomethan für landwirtschaftliche Maschinen wie Traktoren und Zugmaschinen. Denkbar ist auch der Einsatz von Biomethan als Kraftstoff in Form von LPG, z. B. in der Binnenschifffahrt, da hier erneuerbare Alternativen bislang noch nicht für serienmäßig zur Verfügung stehen. Darüber hinaus ist der Einsatz von Biomethan perspektivisch für industrielle Prozesswärme als Prozessdampf von Bedeutung. Dazu müssen effiziente KWK-Konzepte weiterentwickelt und angereizt werden (Daniel-Gromke et al. 2020).

Im Bereich der Biogasanlagen könnte perspektivisch insbesondere für größere Anlagen die Bereitstellung von Biomethan eine Option für den Weiterbetrieb darstellen. Mit der Implementierung der RED II in nationales Recht wird erwartet, dass Biomethan in den nächsten Jahren aufgrund der THG-Einsparpotenziale gegenüber fossilen Kraftstoffen zunehmend im Verkehrssektor eingesetzt werden könnte. Auch die Einführung eines nationalen Emissionshandelssystems (ETS) wird sich auf den Absatz von Biomethan in der Zukunft auswirken. Mit der Zielsetzung, den Ausbau erneuerbarer Gase (sowohl für Biomethan als auch biogene synthetische EE-Gase, u. a. Bio-SNG, Wasserstoff) zu fördern, dürfte auch der Anteil Biomethan im Erdgasnetz zukünftig steigen. Abfallbasiertes Biogas/Biomethan (insbesondere größerer Anlagen) wird somit zunehmend eine interessante Option für den Kraftstoffmarkt (RED II). Besonders ökologisch sinnvolle Anlagenkonzepte sind diejenigen, die auf der Basis von Rest- und Abfallstoffen betrieben werden.

Zur angemessenen Berücksichtigung der ökologischen, ökonomischen und energiesystemtechnischen Aspekte ist es sinnvoll, eine Differenzierung nach Anlagengröße und regionalen Rahmenbedingungen vorzunehmen. Das Betriebsmodell Biomethan ist aus ökonomischen Aspekten insbesondere für mittlere bis große Biogasanlagen zu präferieren, sodass die Umrüstung zu Anlagen mit Aufbereitung zu Biomethan anzureizen ist. Eine Lenkung der Entwicklung von Biogasbestandsanlagen in die strategisch gewünschte Richtung erfordert neben der Anpassung der wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen in erster Linie eine Gesamtstrategie für Biogas bzw. Biomethan, in der eine klare Richtungsentscheidung und Lenkungsmechanismen für den Bestand der Biogasanlagen festgehalten werden, welche auch von der Praxis angenommen und wirtschaftlich umgesetzt werden können (Daniel-Gromke et al. 2020).

Die Nutzung von Biomethan im Verkehrs- und Industriesektor stellen im weitesten Sinne eine energetische Nutzung und somit einen weiteren Baustein für bioökonomische Produktionssysteme dar. Im Folgenden wird der bisher nicht sichtbare Nutzen außerhalb der reinen energetischen Nutzung andiskutiert.

4.4 THG-Vermeidung und verbessertes Nährstoffmanagement durch Biogas im landwirtschaftlichen Sektor mittels neuer Technologien

Einerseits können insbesondere bei der Nutzung von Gülle hohe THG-Einsparungen gegenüber dem konventionellen Güllehandling, also der Lagerung und Ausbringung der Gülle ohne des Einsatzes in der Biogasanlage, erzielt werden. Die Bundesregierung hat diesen Nutzen der Biogasnutzung erkannt und der Güllenutzung sowie der Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe einen hohen Stellenwert in der Umsetzung des Klimaschutzprogramms beigemessen (Bundesregierung 2020). In Deutschland sollen deshalb die bisher genutzten Güllmengen in Nutzung gehalten und ungenutzte Potenziale erschlossen werden. Der politische Wille zum Erhalt der Biogasnutzung von Gülle in Deutschland ist

somit konkret formuliert und Biogas wird hierdurch nicht mehr ausschließlich als Energieerzeuger gesehen. Der Aspekt der Treibhausgasemission in der Tierhaltung ist aber auch international von hohem Interesse. Die Biogastechnologie bietet hier die Möglichkeit Emissionen kontrolliert zu fassen, wobei auch neue Stallhaltungskonzepte, wie Null-Emissionsställe (Römer et al. 2019) integriert werden können. Das aufgefangene Methan kann damit in den vorhandenen Biogaskonversionsanlagen genutzt werden, wodurch sich ein hoher Gesamtnutzen aus ökologischer (vermiedenes Treibhausgas) und ökonomischer Sicht (zusätzliches Methan) ergibt. Die vermiedenen Treibhausgase wirken hier im Sektor der Landwirtschaft, aber auch im Sektor der Energiewirtschaft durch die Nutzung des Biogases in KWK-Anlagen oder als Biomethan im Verkehrs- und Energiesektor.

Andererseits stellen Biogasanlagen zentrale Knotenpunkte der Nährstoffflüsse im landwirtschaftlichen System dar. Tierische Exkremente, landwirtschaftliche Reststoffe und nachwachsende Rohstoffe werden lokal gefasst. Gerade bisher ungenutzte landwirtschaftliche Reststoffe, wie z.B. Rübenblätter, bieten Potenziale. Bisher verbleiben sie auf den Feldern zur Gründüngung, die jedoch aus pflanzenbaulichen Gesichtspunkten nicht zum optimalen Zeitpunkt ihre Nährstoffe freisetzen. Die vorgeschaltete Nutzung im Biogasprozess bietet hier somit einerseits einen energetischen Vorteil und andererseits die Möglichkeit die Ausbringung der Nährstoffe auf den pflanzenbaulich sinnvollen Zeitpunkt zu verschieben. Die althergebrachte Form der Gärrestnutzung ist die direkte Ausbringung als Ganzes, jedoch können hier neue Ansätze dazu dienen, Nährstoffe gezielt rückzugewinnen und somit transportwürdiger, aber durch Nährstofftrennung auch besser applizierbar zu machen. Dabei kann die durch das Biogas bereitgestellte Energie für die notwendigen Prozesse wie z.B. Separierung oder Stripping genutzt werden. In Verbindung mit Präzisionslandwirtschaft lässt sich somit eine höhere Effizienz bei der Düngung erzielen. Die Möglichkeit Nährstoffe raum-, zeit- und bedarfsoptimiert zu applizieren, ist hier der entscheidende Mehrwert gegenüber der herkömmlichen Verwendung von Gärresten/tierischen Exkrementen. Biogasanlagen der Zukunft können somit nicht nur als Energielieferanten, sondern auch als Produzenten hochwertiger Düngemittel im Rahmen der Kreislaufwirtschaft gesehen werden. Hierfür muss die Entwicklung kosteneffizienter Technologie forciert werden. Allerdings sollte in Hinblick auf die Endlichkeit fossiler Ressourcen die Frage der Kosten nicht der allein bestimmende Faktor sein.

4.5 Bereitstellung von stofflichen Produkten und chemischen Basisprodukten

Die stoffliche Nutzung von Gärprodukten wird von immer größerer Bedeutung und wertet Biogasanlagen zu vollwertigen Glieder der bioökonomischen Produktionssysteme auf. Biogasanlagen, die einen gesamtheitlichen Ansatz verfolgen, sind in der Praxis vereinzelt zu finden (Magaverde 2021) So können Gärreste als Rohstoff für die Faser- und Papierproduktion mit vielfältigem Einsatzspektrum genutzt werden. In einem ganzheitli-

chen Ansatz können so Energie, Dünger und biologisch abbaubare Faserprodukte hergestellt werden, die selbst wieder in den Kreislauf zurückgeführt werden können.

Marktfähiges Ammoniakwasser kann ebenfalls aus Gärprodukten gewonnen werden, das z.B. in der analytischen Chemie oder in der Rauchgasreinigung Anwendung mit breitem Absatzmarkt findet. Der anfallende entstickte Gärrest kann hingegen als Dünger auf anlagennahen Feldern verwendet werden (FG Kalk 2021).

Ein weites Feld ist die Bereitstellung von organischen Säuren, die als Grundstoff in der chemischen Industrie eingesetzt werden können. Besonders vielversprechend sind hier Capron- und Caprylsäure, die ein sehr breites Anwendungsspektrum aufweisen (Braune et al. 2017). Einerseits bietet sich durch entsprechende Entwicklungsansätze bestehenden Biogasanlagen eine Möglichkeit für neue Geschäftsfelder, doch andererseits vollzieht sich hiermit der wichtige Wandel von der klassischen Biogasanlage zur innovativen Bioraffinerie innerhalb geschlossener Stoffkreisläufe unter Verwendung heimischer Roh- und Reststoffe (Braune et al. 2017).

Ebenso interessant scheint die Bereitstellung von Methanol aus Biogasanlagen zu sein. Methanol ist ebenfalls in einem breiten Spektrum anwendbar, sei es in der chemischen Industrie oder auch als Kraftstoff in unterschiedlichen Mobilitätsanwendungen. Für die möglichst einfache und effiziente Herstellung von Methanol aus dem Biogasprozess sind weitere Forschungen bis zur Praxisreife notwendig.

Die Beispiele zeigen, dass Biogas schon jetzt über technische Möglichkeiten verfügt, einen wichtigen Beitrag in Produktionssystemen der Bioökonomie zu leisten oder zumindest auf einem guten Entwicklungsstand ist.

5 Weitere Notwendigkeiten für nachhaltige zukunftsfähige Produktionssysteme

Die systemische Sicht auf die Bioökonomie ist in Deutschland in den vergangenen Jahren auf verschiedenen Ebenen gereift: Die Teilsysteme der Bioökonomie haben sich in informellen und formellen „Bioökonomieziirkeln“ aufgestellt, die Akteure investieren in regionale und intersektorale Vernetzung, um neue Innovationen zu ermöglichen und die unterstützenden Systeme haben die Gestaltung der Bioökonomie auf die Agenda gesetzt.

Das Versprechen von Innovation zur Effizienzerhöhung und Produktverbesserung ist konkret. Spezifische Ressourcen- und Klimagaseinsparungen können in allen Teilbereichen der Bioökonomie erwartet werden. Der aktuelle Markt unterstützt diese Ideen nur unzureichend: Niedrige Preise für fossile Rohstoffe, ein vielfach nicht auf Bioökonomieprodukte und -dienstleistungen abgestimmter Rechtsrahmen und eine diffuse Konsum-

mentennachfrage konzentrieren die Innovationen bisher in Nischenanwendungen mit geringen Produktvolumen (z. B. in den Bereichen Pharma-, Lebens- und Futtermittelzusätze und Hautpflegeprodukte). Auf den intendierten Rohstoffwandel hat die Bioökonomie damit derzeit noch keinen großen Einfluss. Nicht nur Forschung und Entwicklung, sondern auch angepasste Finanzierungs- und Marktmechanismen sind nötig, um die Wettbewerbsfähigkeit bioökonomischer Produkte zu steigern und die damit verbundenen Ressourcenentlastungen in den Produkten und Dienstleistungen zu realisieren.

Jenseits der Teilsysteme ist die Aussicht auf den Erhalt der natürlichen Ressourcen allerdings programmatisch: Die Beiträge zum Klimaschutz und Artenschutz werden als zentral beschrieben, sollen jedoch vor allem durch „mehr aus derselben Basis“ erreicht werden. Wenn sich die Wettbewerbsfähigkeit von Bioökonomieprodukten angesichts der Notwendigkeit, Klimagase einzusparen, ändert, dürfte sich daraus ein zentraler Zielkonflikt ergeben, der weit über das deutsche Bioökonomiesystem hinausgeht: Klimaschutz erfordert die schnelle und umfassende Schließung der Kohlenstoffkreisläufe. Und: Der Kohlenstoff, der nicht aus biobasierten Quellen bereitgestellt wird, muss künftig mit energieaufwendigen Verfahren gewonnen werden. Unter diesen Prämissen gibt es keine konkreten Vorstellungen, wie die Teilbereiche zusammenwachsen können.

Zukunftsbilder der Bioökonomie sind daher schwierig, aber dringend nötig, um der Bioökonomie aus der aktuellen „Übergangsphase“ zu helfen. Das gewachsene Systemverständnis der Akteure in den Teilbereichen der Bioökonomie und den rahmengebenden Systemen bildet eine gute Basis für eine notwendige gesellschaftliche Debatte über eine erforderliche Transformation von Wirtschaft und Gesellschaft, aus der heraus ein gemeinsames Zielbild formuliert werden kann. Dabei werden folgende Elemente zentral zu berücksichtigen sein, die jenseits unserer bisherigen Erfahrungen liegen, aber darüber entscheiden werden, wie nachhaltig das System Bioökonomie ist: Zum einen wird die Konvergenz von Informationstechnologie und Biotechnologie das Potenzial zu grundlegenden Umwälzungen haben, zum anderen wird zunehmend klar, dass auch soziale Innovationen notwendig sind, um den Ressourcenverbrauch zu reduzieren.

Literatur

- Alexandratos, N.; Bruinsma, J. (2012): World agriculture towards 2030/2050. The 2012 Revision. ESA Working Paper No. 12-03 FAO, <http://www.fao.org/3/ap106e/ap106e.pdf>, Zugriff am 19.07.2019
- Angerer, G.; Buchholz, P.; Gutzmer, J.; Hagelüken, C.; Herzig, P.; Littke, R.; Thauer, R.K.; Wellmer, F.-W. (2016): Rohstoffe für die Energieversorgung der Zukunft. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Analyse_Rohstoffe_fuer_die_Energieversorgung.pdf, Zugriff am 19.07.2019

- Bioökonomierat (2015): Global visions for the bio-economy – An international delphi-study, <https://bioekonomierat.de/fileadmin/Publikationen/berichte/Delphi-Study.pdf>, Zugriff am 18.07.2019
- Bioökonomierat. (2019): Was ist Bioökonomie? <https://bioekonomierat.de/biooekonomie/>, Zugriff am 17.07.2019
- Bonaiuti, M. (2014): Bio-economics. In: G. D'Alisa, F. Dematia, G. Kallis (ed.), Degrowth: A vocabulary for a new era. Routledge/Taylor & Francis Group: Abingdon/Oxon, pp. 52–55
- Braune, M.; Daniel-Gromke, J.; Sträuber, H. (2017): Von der Biogasanlage zur modernen Bioraffinerie. 11. Rostocker Bioenergieforum in Rostock 2017
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2021): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat). Stand: Februar 2021. Dessau-Roßlau. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2021.pdf?sessionid=A56B8F99326EE16BC1205901414F7F21?__blob=publicationFile&t=31, Zugriff am 30.03.2021
- Bundesregierung (2020): Nationale Bioökonomiestrategie. <https://www.bmbf.de/files/bio%c3%b6konomiestrategie%20kabinet.pdf>, Zugriff am 31.05.2021
- Bundesregierung (2020a): Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf?download=1>, Zugriff am 18.05.2021
- Daniel-Gromke, J.; Rensberg, N.; Denysenko, V.; Barchmann, T.; Oehmichen, K.; Beil, M.; Beyrich, W.; Krautkremer, B.; Trommler, M.; Reinholz, T.; Vollprecht, J.; Rühr, C. (2020): Optionen für Biogas- Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht. UBA Vorhaben „Biogas2030“. UBA-Text 24/2020, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-01-30_texte_24-2020_biogas2030.pdf, Zugriff am 12.05.2021
- Erb, K.-H.; Luysaert, S.; Meyfroidt, P.; Pongratz, J.; Don, A.; Kloster, S.; Kuemmerle, R.; Fetzel, T.; Fuchs, R.; Herold, M.; Haberl, H.; Jones, C. D.; Marin-Spiotta, E.; McCallum, I.; Robertson, E.; Seufert, V.; Fritz, S.; Valade, A.; Wiltshire, A.; Dolman, A. J. (2017): Land management: Data availability and process understanding for global change studies. *Global Change Biology*, <https://doi.org/10.1111/gcb.13443>
- FG Kalk (2021): Forschungsgemeinschaft Kalk und Mörtel e.V. Projekt „L'AmmoRE - Ammonia Recovery with Lime/ Ammoniakrückgewinnung aus Gärprodukten von Biogasanlagen in Form von Ammoniakwasser mittels Kalkeinsatz“, <https://fg-kalk-moertel.de/lammore.html>, Zugriff am 18.05.2021
- IEA (International Energy Agency) (2017): Technology Roadmap. Delivering Sustainable Bioenergy, https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Technology_Road-map_Delivering_Sustainable_Bioenergy.pdf, Zugriff am 18.07.2019
- Kranert, M.; Hafner, G.; Barabosz, J.; Schuller, H.; Leverenz, D.; Kölbig, A. (2012): Ermittlung der weggeworfenen Lebensmittelmengen und Vorschläge zur Verminderung der Wegwerfrate bei Lebensmitteln in Deutschland. https://www.bmel.de/SharedDocs/Downloads/Ernaehrung/WvL/Studie_Lebensmittelabfaelle_Langfassung.pdf?__blob=publicationFile, Zugriff am 18.07.2019
- Magaverde (2021): Magaverde: Entwicklungen von 2002 bis 2019 und ab 2020. <https://www.magaverde.de/entwicklung.html>, Zugriff am 18.05.2021

- Our Finite World (2018): World energy consumption by fuel – BP. <https://ourfinitemworld.com/2018/06/22/eight-insights-based-on-december-2017-energy-data/world-energy-consumption-to-2017-bp-fossil-fuel-other/>, Zugriff am 18. 07.2019
- Römer, A.; Schneider, H.; Engelhard, T.; Westrup, U.; Marquardt, O.-W.; Warder, H.-W.; Heise, J.; Reets, R.; Bongartz, B.; Breves, G. (2019): Mit Vollgas in die Zukunft – gibt es Konzepte in der Milchviehhaltung die überzeugen? Vortrag auf der Tagung der DGfZ und GfT am 11./12. September 2019 in Gießen, <https://www.dgfz-bonn.de/services/files/jahrestagung/jahrestagung-2019/Vortrag%20R%C3%B6mer%20DGfZ%20Gie%C3%9Fen.pdf>, Zugriff am 18.05.2021
- Thrän, D.; El-Chichakli, B. (2017): Bioökonomie: Mehr als nur Ersatz für Öl. https://www.boell.de/de/2017/09/18/mehr-als-nur-ersatz-fuer-oel?dimension1=division_sp, Zugriff am 17.07.2019
- Thrän, D.; Mösenfechtel, U. (Hg.) (2020): Das System Bioökonomie. Springer Verlag
- Umweltbundesamt. (2019): Altholz. <https://www.umweltbundesamt.de/altholz#textpart-1>, Zugriff am 07.08.2019
- Zech, K.M.; Schneider, U. A. (2019): Technical biofuel production and GHG mitigation potentials through healthy diets in the EU. *Agricultural Systems*. <https://doi.org/10.1016/j.agsy.2018.10.004>
- Zeddies, J.; Schönleber, N. (2014): Literaturstudie: Biomasse – Flächen- und Energiepotenziale. Universität Hohenheim. http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/UHOH_Literaturstudie_Bioenergie_Dez14.pdf, Zugriff am 18.07.2019

Langfristige Perspektiven und Strategien für Anlagen zur Stromerzeugung

LUDGER ELTROP

1 Einleitung

„Prognosen sind schwierig, besonders wenn sie die Zukunft betreffen.“ Mit diesem Bonmot, das wahlweise Karl Valentin, Mark Twain oder auch Winston Churchill zugeschrieben wird, kann auch dieser Beitrag überschrieben werden.

Strom ist das Rückgrat unserer Gesellschaft und besonders der Wirtschaft. Die zukünftige Entwicklung des Stromsektors ist von einer ganzen Reihe von Trends (Megatrends) geprägt. Hierunter fallen:

1. Dekarbonisierung und Klimaneutralität
2. Zubau volatiler erneuerbarer Energien und Flexibilitätsbedarf
3. Energieeffizienzmaßnahmen
4. Sektorelektrifizierung und Sektorkopplung
5. E-Mobilität und fortschrittliche Kraftstoffe inklusive Wasserstoff

Im Folgenden sollen die prognostizierte langfristige Entwicklung und Rahmenbedingungen dieser Trends zur Entwicklung des Strommarktes analysiert und ihre mögliche Auswirkung auf den Biogas- und Bioenergiesektor betrachtet werden.

Dabei soll nicht vernachlässigt werden, dass es ganz besonders im Wärme- und Transportsektor einen erheblichen Bedarf an nachhaltigen Versorgungsoptionen und für Klimaschutz und Emissionsreduktionen gibt. Durch die Sektorkopplung sind diese Sektoren aber einbezogen.

2 Langfristige Entwicklung des Energiebedarfs

Die Darstellung zur Entwicklung des Strom- und Energiebedarfs konzentriert sich auf die voraussichtlichen Effekte der genannten fünf Trends. Langfristigkeit wird mit einer Zeitperspektive von 10 Jahren und mehr definiert. Daher konzentriert sich der Artikel auf den Zeitraum von 2030 und darüber hinaus.

2.1 Dekarbonisierung und Klimaneutralität

Der Energiesektor ist in seiner Gesamtheit besonders mit der Frage nach der Bekämpfung des Klimawandels und der Dekarbonisierung des wirtschaftlichen und gesellschaftlichen

Lebens verbunden. Ziel ist es, gemäß des Pariser Klimaabkommens (Vereinte Nationen 2015) den Temperaturanstieg in der Atmosphäre auf möglichst 1,5 Grad zu begrenzen.

Die Energiewirtschaft stellt im Jahr 2020 in Deutschland mit ca. 220 Mio. t CO₂-Äquivalenten den Sektor mit den größten Treibhausgas(THG)-Emissionen dar (UBA 2021). Danach folgen Industrie (180 Mio. t) und Verkehr (150 Mio. t). Gebäude, Landwirtschaft und Sonstiges liegen zum Teil deutlich darunter. Dabei hat die Energiewirtschaft in den letzten Jahren deutliche Fortschritte bei der Emissionsreduktion erzielt. Gegenüber 2010 konnte 10 Jahre später eine Reduktion um 150 Mio. t erreicht werden.

Dennoch wird deutlich, dass die erreichten Reduktionen nicht ausreichen, das Ziel von Paris bzw. die für Deutschland vereinbarten Zielpfade zu erreichen. So sieht der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU 2020) eine deutliche Lücke zwischen den vorgesehenen TGH-Minderungen gemäß aktueller deutscher Klimaziele und den durch die Paris-Vereinbarung erforderlichen Reduktionen, die sich aus dem zur Verfügung stehenden deutschen CO₂-Budget ergeben (Abb. 1). Hier müssen also weiter erhebliche Anstrengungen unternommen werden. Insbesondere muss die Erkenntnis umgesetzt werden, dass es auf die Menge der noch erlaubten CO₂-Äquivalentemissionen (Budgetansatz) ankommt, und nicht auf den prozentualen Ansatz an klimafreundlichen Energien.

Das am 24. Juni vom Bundestag beschlossene neue Klimaschutzgesetz (KSG) sieht für 2030 eine von 55 auf 65 % erhöhte Emissionsminderung und für 2040 von 88 % vor. Klimaneutralität soll nun 2045 erreicht werden.

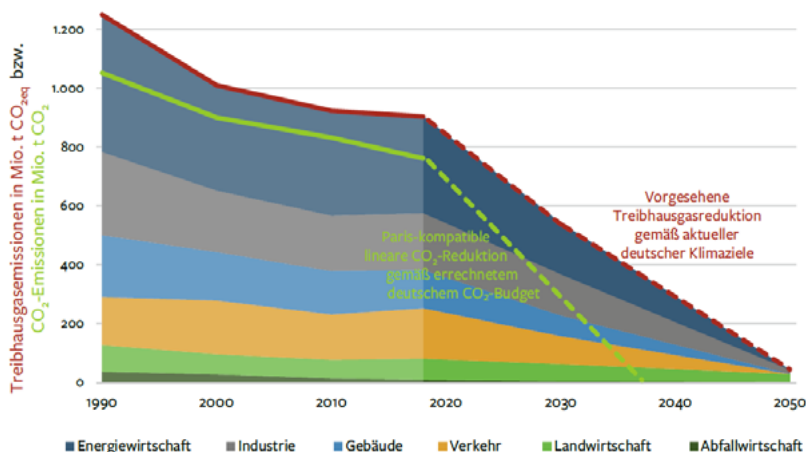


Abb. 1: Emissionsreduktionen gemäß nationaler Klimaziele bzw. pariskompatiblem Budget für Deutschland (SRU 2020)

Was wir daraus lernen:

1. Emissionsminderung und Klimawirkung werden zum alles überragenden Ziel für die weitere Entwicklung der Energie- und Stromwirtschaft.
2. Dabei ist das Budget der zur Verfügung stehenden Emissionen entscheidend und nicht der prozentuale Anteil an klimafreundlichen Energien.

2.2 Zubau volatiler erneuerbarer Energien und Flexibilitätsbedarf

Ein zweiter Trend wird sich verstärkt fortsetzen und das ist der Zubau an volatilen erneuerbaren Energien (Wind- und Solarenergie), also der regenerativen Stromerzeugung mit hohen Fluktuationen. Der Ausbau an nicht fluktuierenden flexiblen Energien, insbesondere der Biomasse und Geothermie, stockt eher oder ist stark limitiert. In der Folge wird auch der Bedarf an Flexibilität in der Energieversorgung und besonders im Strommarkt deutlich ansteigen.

In einer Studie für Fridays for Future Deutschland hat das Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie diesen Ausbau an Windenergie und Photovoltaik beziffert, und zwar für das Ziel einer Klimaneutralität im Jahr 2035 (Kobiela et al. 2020). Zudem wurden weitere Annahmen wie z.B. der Import von Wasserstoff bzw. PtX berücksichtigt. Dabei kommen sie über den Vergleich verschiedener (vom BDI, über das UBA bis zum ISE) zu einem jährlichen Ausbaubedarf von 15 GW, über andere Quellen sogar bis zu 25 bis 40 GW (Abb. 2). Nach den vormaligen Zielen der Bundesregierung kam diese auf einen jährlichen Bedarf von etwa 10 GW.

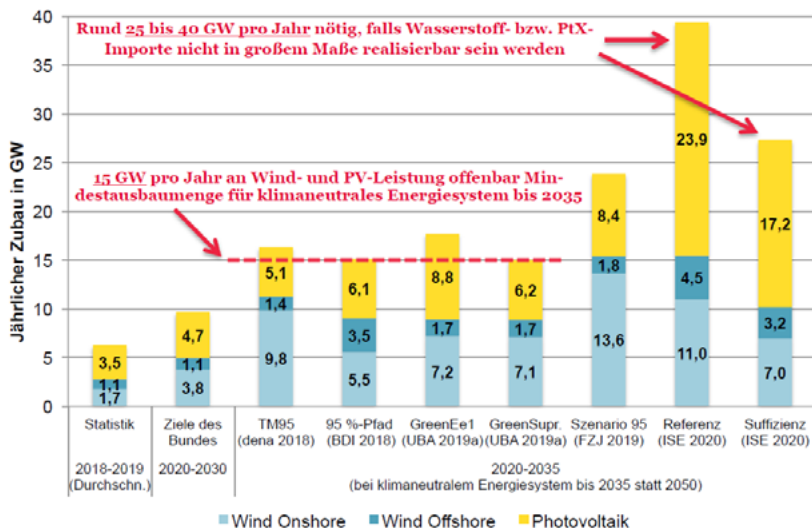


Abb. 2: Prognostizierter jährlicher Zubau an volatilen erneuerbaren Energien (Solar und Wind) für ein klimaneutrales Energiesystem aus verschiedenen Studien (Kobiela et al. 2020)

Zwischen den Zielen der Bundesregierung und denen verschiedener Organisationen und wissenschaftlichen Einrichtungen liegt, was den Ausbaubedarf für Wind- und PV-Anlagen in Bezug auf das zu erreichende Ziel von Klimaneutralität betrifft, noch ein erheblicher Unterschied. 2020 wurden in Deutschland insgesamt nur 6,7 GW an erneuerbaren Energien zugebaut (BMWi 2021), abzüglich der installierten Leistung für die Biomasse in Höhe von 0,4 GW, ergibt das eine jährlich installierte Kapazität von nur 6,2 GW in 2020 für die Wind- und Solarenergie. Deutlich wird, dass der Ausbau der volatilen erneuerbaren Energien gegenwärtig offensichtlich zu niedrig liegt, um die auch im Juni 2021 beschlossenen verschärften Klimaziele zu erreichen (KSG).

Was wir daraus lernen:

3. Der Ausbau volatiler erneuerbarer Energien, wie Wind und Solarenergie, wird gegenüber dem Ausbau flexibler Energien, wie Bioenergie und Geothermie, zunehmen.
4. In der Folge steigt der Bedarf an Flexibilität im Stromsystem.

2.3 Energieeffizienz und Energieeinsparung

Immer noch wird viel Energie verschwendet oder verbraucht. Die Einsparung und effiziente Nutzung von Energie hat eine große Auswirkung auf die Prognose des zukünftigen Energie- bzw. Strombedarfs. Dabei hat der steigende Strompreis auch durchaus zu Erfolgen bei der Energieeffizienz geführt. Nach wie vor gilt der Dreiklang der Energiewende (BMWi 2019): 1. „Efficiency first“, 2. Direkte Nutzung erneuerbare Energien, 3. Sektorkopplung. Die Frage, wie es zukünftig mit dem Strombedarf aussieht, ist daher eng mit der Frage verbunden, inwiefern die Energieeffizienzstrategie der Bundesregierung Erfolg hat.

In der Vergangenheit hat die allgemeine Energieeffizienz – ausgedrückt als die Energieproduktivität, also die Menge an Energie, die zur Erzielung einer Einheit des Bruttoinlandsproduktes (BIP) aufzubringen ist – deutliche Fortschritte erzielt. So ist die Energieproduktivität von 100 im Jahr 1990 auf 77 im Jahr 2020 zurückgegangen (UBA 2021a). Umgerechnet auf das Jahr ist eine Verbesserung um 0,73 Prozentpunkte pro Jahr zu konstatieren. Bis 2030 wird ein Wert von 68 und bis 2050 von 48 angestrebt. Dies ergibt für die kommenden 10 Jahre bis 2030 einen Zielwert pro Jahr von 0,9 Punkten und für die Jahre von 2030 bis 2050 von 1,0 Punkt. Die Vorgaben für die kommenden Jahre liegen also noch einmal deutlich höher als die Ergebnisse, die in den vergangenen Jahren erzielt werden konnten. Wir können uns nicht auf den vergangenen Erfolgen ausruhen, sondern müssen den Weg noch verschärfen. Energieeffizienz hat hohe Potenziale, bei der Umsetzung liegen die verschiedenen Sektoren aber doch sehr unterschiedlich.

So erhält die Energieeffizienz im Gebäudesektor eine besondere Aufmerksamkeit. Der Gebäudesektor ist durch einen hohen Bestand an Altbäuden und ein komplexes Gefüge an Bestimmungsfaktoren für den Energiebedarf – von der Auslegung der Gebäudehülle (und den sogenannten grauen Emissionen) über die technische Gebäudeausstattung (z.B. Heizungsanlagen, Lüftung, Licht und Luftsteuerung) bis hin zu nutzerabhängigen Verhaltensweisen bestimmt.

Das Potenzial für hohe Effizienzgewinne ist im Gebäudebereich vorhanden. So identifiziert das Fraunhofer IBP ein hohes Potenzial für Energieeffizienz von einem Ausgangswert mit mehr als 250 kWh/m² und Jahr Energieverbrauch bis auf null (0) bei Null-Heizenergiehäusern bzw. unter 0 bei Plus-Energiehäusern, über den Zeitraum von 1990 bis 2015 (BMWi 2014; Abb. 3).

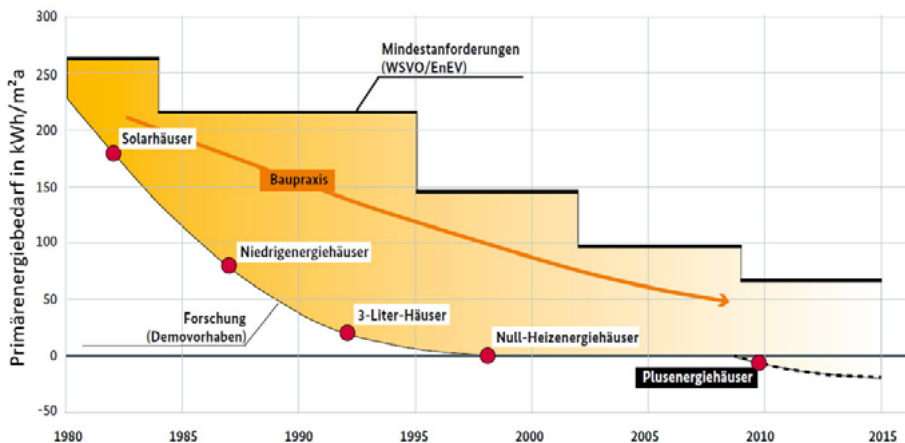


Abb. 3: Potenziale und Lernkurve für Energieeffizienz im Gebäudebereich (BMWi 2014)

Auch wenn die Energieeffizienz in fast allen Bereichen deutlich besser wird (AGEB 2020) werden die gesteckten Ziele durchweg doch nicht erreicht (Abb. 4). Die Zielmarke von 2,1 % Effizienzgewinnen pro Jahr wird bei den Haushalten um 0,3, in der Industrie um 1,1 oder im Verkehr um 0,9 Prozentpunkte pro Jahr verfehlt. Dies summiert sich zu erheblichen Rückständen bei der Energieeffizienz.

Zudem macht häufig der Reboundeffekt die Effizienzgewinne wieder zunichte. Hierunter versteht man die zusätzliche Nachfrage, die dadurch entsteht, dass nach Erreichen von Effizienzgewinnen Mittel freierwerden, die wieder in zusätzlichen Konsum investiert werden und die Effizienzgewinne (zumindest teilweise) wieder kompensieren – also der durch Effizienzmaßnahmen induzierte zunehmende Energieverbrauch durch Mengeneffekte.

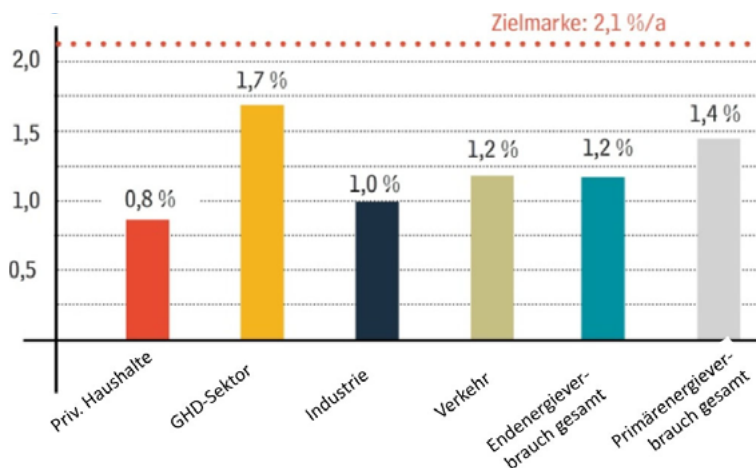


Abb. 4: Entwicklung der spezifischen Energieeffizienz pro Jahr für verschiedene Sektoren (Chemietechnik 2021)

Der Reboundeffekt hat unterschiedliche Wirkungen in den Sektoren. Bekannt ist die Darstellung von Sorrell (2007), zusammengestellt in Umweltbundesamt (UBA 2016), mit einer Erhebung aus 27 Fallstudien. In ihr wird der Reboundeffekt z. B. für den motorisierten Individualverkehr mit einer Größenordnung von 10 bis 30 % beziffert (Abb 5). Für Raumwärme liegt er in derselben Größenordnung. Für industrielle Prozesse ist er eher kleiner und liegt bei 2 bis 15 %, für Beleuchtung in Privathaushalten bei unter 10 %.

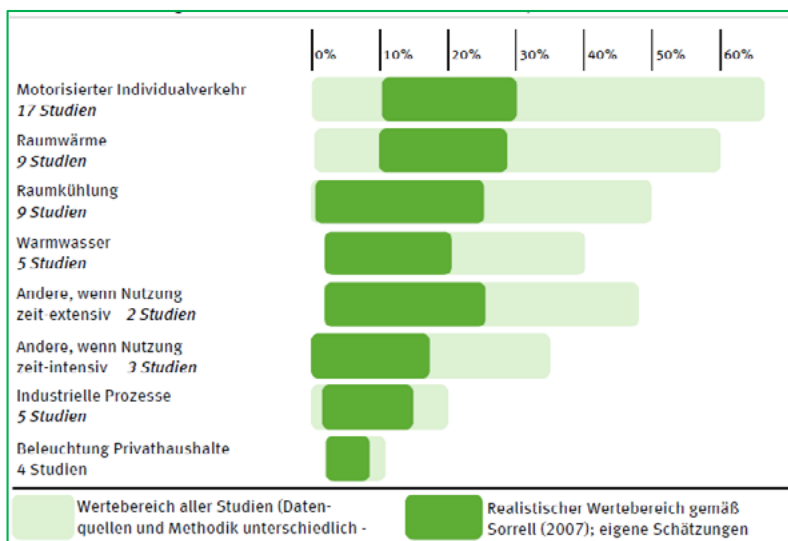


Abb. 5: Entwicklung der spezifischen Energieeffizienz pro Jahr für verschiedene Sektoren (UBA 2016)

Deutlich wird, dass der Reboundeffekt erhebliche Auswirkungen auf den Energie- bzw. Strombedarf hat und die Minderung bzw. Bekämpfung daher im Rahmen einer ganzheitlichen Strategie auch besonderer Aufmerksamkeit bedarf.

In Bezug auf die Bedeutung der Effizienzbemühungen für die Erfolge beim Klimaschutz macht Thess (2020) darauf aufmerksam, dass mit steigender Dekarbonisierung des Energiesektors diese Effizienzbemühungen für die Minderung der Emissionen zunehmend unwichtiger werden, da der Energieverbrauch keine zusätzlichen Emissionen generiert. Macht die Dekarbonisierung unserer Energieerzeugungstechnologien die Effizienz also zunehmend überflüssig? Dies ist wohl kaum der Fall. Effizienz und Dekarbonisierung ergänzen sich gegenseitig und müssen beide entscheidender Baustein einer klimaneutralen Gesamtstrategie und der Energiewende (BMWi 2014) sein.

Was wir daraus lernen:

5. Trotz erheblicher Bemühungen und erreichter Teilziele macht die Energieeffizienz in Deutschland nicht die für eine schnelle Klimaneutralität erforderlichen Fortschritte.
6. Die Effizienzbemühungen müssen konsequenter verfolgt und einem regelmäßigen Monitoring unterzogen werden.

2.4 Sektorelektrifizierung und Sektorkopplung

Im Prozess der Energiewende ist es auffällig, dass der Einsatz erneuerbarer Energien im Wärmebereich und beim Verkehr in den letzten Jahren kaum gesteigert werden konnte. Hingegen konnte im Strombereich teils bemerkenswerte Erfolge und eine Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien bis auf fast 50 % erreicht werden (BMWi 2021). Schon diese Beobachtung legt nahe, dass die Dekarbonisierung des gesamten Energiesektors durch eine Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors seine sektoralen Klimaziele erreichen könnte. Das Ziel einer verstärkten Sektorkopplung steht allerdings mit dem Ziel einer Stromverbrauchssenkung in Konflikt, denn dafür müsste ja mehr und nicht weniger Strom bereitgestellt werden. Einen Ausweg stellt die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft FfE (Roon von und Guminski 2017) vor. Es sollte zwischen herkömmlichem Stromverbrauch und „Koppelstrom“ unterschieden werden. So könnten die Zielsetzungen, z.B. Einsparung und Effizienz für den herkömmlichen Stromverbrauch, beibehalten bzw. weiterverfolgt werden und gleichzeitig für den notwendigen zusätzlichen Strombedarf beim „Koppelstrom“ andere Ziele verfolgt bzw. Maßnahmen implementiert werden. In ihrer Studie kommt die FfE zum Ergebnis, dass über alle Sektoren hinweg ein theoretisches Substitutionspotenzial für die Elektrifizierung in der Größenordnung von ca. 1.750 TWh besteht (Abb. 6). Dieser Betrag könnte bzw. müsste also als „Koppelstrom“ zusätzlich erzeugt werden, um dieses Potenzial zu heben.

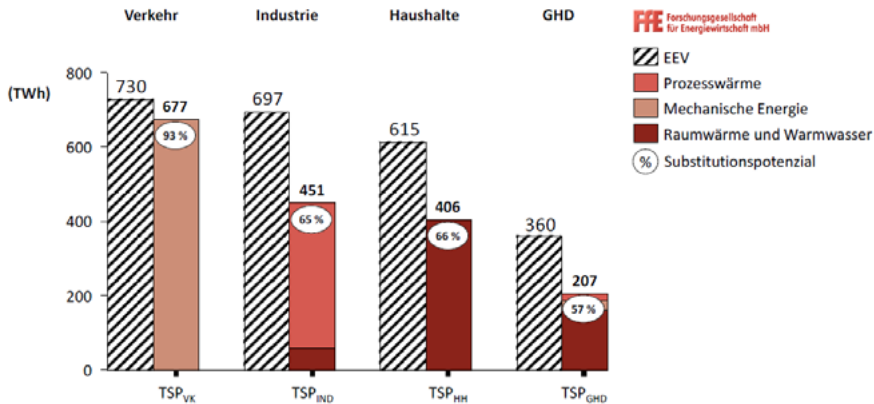


Abb. 6: Theoretisches Substitutionspotenzial für eine Elektrifizierung im Verkehrs- und Wärmesektor (Roon von und Guminski 2017)

Vielfach wird für diesen Strombedarf der sogenannte Überschussstrom in Anspruch genommen. Dabei handelt es sich um Strom, der aus erneuerbaren Energien zu Zeiten erzeugt wird, an denen es einen geringeren Bedarf gibt bzw. die Verteilung des Stromes nicht ausreichend gewährleistet ist. Die Menge dieses Stroms kann durch die Verfügbarkeit von Strom mit negativen Preisen an der Börse abgeschätzt werden. Drünert et al. (2019) kommen hierbei für 2017 auf 148 Stunden pro Jahr und für 2030 auf 315 Stunden pro Jahr (Abb. 7). Insgesamt betrug nach Angaben der Bundesnetzagentur der Anteil an abgeregeltem Überschussstrom mit 5,5 TWh nur etwa 0,8 % an der gesamten Stromerzeugung.

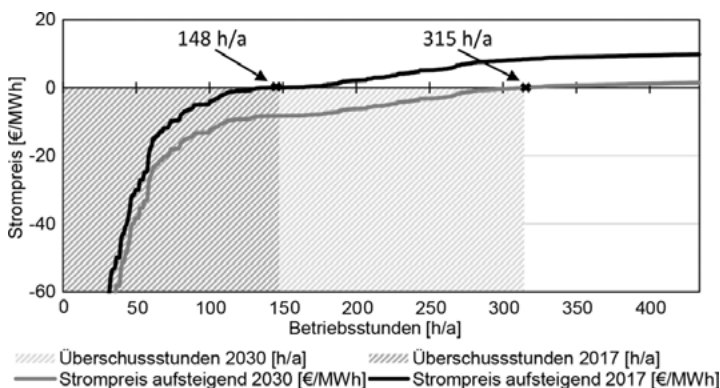


Abb 7: Verfügbarkeit von Strom zu negativen Preisen am EPEX Spotmarkt für 2017 und Prognose für das Jahr 2030 (Drünert et al. 2019)

Es wird daher deutlich, dass der Überschussstrom bei weitem nicht ausreicht, um den Strombedarf der P2X-Technologien zu decken. Es müssen weitere Stromerzeugungskapazitäten errichtet und genutzt werden, um diesen zusätzlichen Strombedarf aus der Sektorkopplung zu decken.

Was wir daraus lernen:

7. Die Sektorelektrifizierung bzw. Sektorkopplung erzeugt einen erheblichen zusätzlichen Strombedarf.
8. Dieser kann nicht allein aus Überschussstrom gedeckt werden, zusätzliche Kapazitäten sind erforderlich.

2.5 E-Mobilität und fortschrittliche Kraftstoffe inklusive Wasserstoff

Im Folgenden sollen die im vorhergehenden Abschnitt bereits beschriebenen Effekte für den Energie- bzw. Strombedarf aus der Sektorkopplung noch einmal für die großen Projekte des Mobilitätssektors, einschließlich Wasserstoff (der für industrielle Prozesse eine Rolle spielt) beleuchtet werden.

Der auffälligste Trend ist jener in Richtung Elektromobilität. Wenngleich häufig noch eine Konkurrenz zur Wasserstoffmobilität gesehen wird, ist sich die Fachwelt einig, dass die E-Mobilität die dominierende Antriebsform der Zukunft sein wird. Die ehrgeizigen Ziele der Politik, 1 Mio. verkaufter E-Fahrzeuge bis 2020, konnten im Frühsommer 2021 mit geringfügiger Verspätung dann doch noch eingehalten werden.

Was sind die Auswirkungen auf den zukünftigen Strommarkt durch den Anstieg der E-Mobilität? Die Frage, ob ein Hochlauf und eine vollständige Durchdringung des PKW-Marktes mit Elektrofahrzeugen den verfügbaren Strom überfordern würde, kann pauschal mit „nein“ beantwortet werden. Schon eine überschlägige Rechnung zeigt, dass der Strombedarf der gesamten PKW-Flotte in Deutschland nur etwa 43 % der schon heute produzierten Menge an erneuerbar erzeugtem Strom und 18,5 % der Gesamtstromerzeugung von 567 TWh in Deutschland ausmacht:

1. In Deutschland fahren ca. 48,2 Mio. PKW (KFBA)
2. Durchschnittliche Fahrleistung pro PKW (2018): ca. 13.700 km
3. Strombedarf für ein E-Auto/100 km (WLTP): ca. 16 kWh
4. Gesamtstrombedarf aller E-PKW in Deutschland: ca. 105,6 TWh
5. Gesamtstromerzeugung aus erneuerbaren Energien (2020): 246 TWh

Unter der Annahme, dass die regenerative Stromerzeugung noch zunimmt, kann also festgestellt werden, dass Strom in ausreichender Menge bereitgestellt werden kann.

Wichtiger als die Frage nach der Menge des benötigten Stromes ist eine Gesamtklimabilanz des Strombedarfs für die gesamte Fahrzeugflotte. Hierzu sind auch Diskussionen über die richtige Berechnung dieser Emissionen in der Öffentlichkeit geführt worden (IASTEC 2021). Eine zusammenfassende Übersicht einer Bilanz der CO₂-Äquivalentemissionen ist in Kämper et al. (2020) in einer für 2020 aktualisierten Fassung enthalten (Abb. 8).

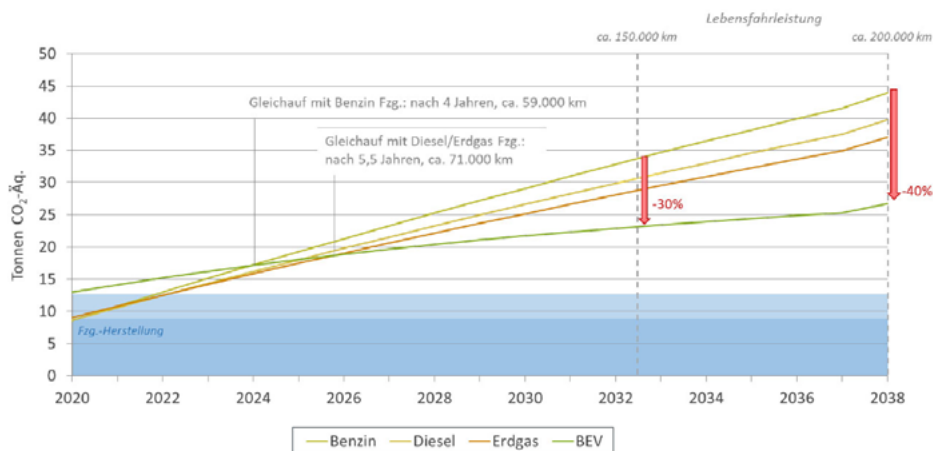


Abb. 8: Elektromobilität: Vergleich der Treibhausgasemissionen verschiedener Fahrzeugtypen über die Fahrleistung (Neuzulassungen in 2020, Kompaktklasse) (Kämper et al. 2020). Anmerkung: Die 3 Emissionen aus der Fahrzeugherstellung sind bereits am Beginn der Fahrleistung (2020) integriert (blauer Bereich). Die End-of-Life-Emissionen werden im letzten Jahr (2038) der dargestellten Fahrleistung addiert.

Natürlich sind für eine Gesamtbilanz viele Rahmenbedingungen zu beachten. Insbesondere die Frage welche Bilanz das Lithium aufweist, das für die Batterieherstellung erforderlich ist, hat für große Aufmerksamkeit und teils kontroverse Diskussionen gesorgt. Ebenso die Frage, welcher Strom – regenerativ oder konventionell erzeugt – für das Laden in Anrechnung zu bringen ist. Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Elektrifizierung des PKW-Verkehrs (LKW und Schwerlast- oder Flugverkehr ist hier zunächst ausgenommen) einen zusätzlichen, aber bewältigbaren Strombedarf mit sich bringt und – auch unter Berücksichtigung der Herstellung und Entsorgung – nach relativ kurzer Zeit (ca. 4 Jahre gegenüber Benzin- und 5,5 Jahre gegenüber Diesel-PKW) auch in Bezug auf die THG-Bilanz einen mindernden Effekt hat (Abb. 8).

Insgesamt hat der PtX-Pfad, die Erzeugung von alternativen Kraftstoffen mithilfe von (regenerativem) Strom eine zunächst ernüchternde Bilanz. Nach einer vergleichenden Gegenüberstellung des Öko-Instituts bleibt von der eingesetzten Energie für fast alle Kraftstoffe kaum mehr als die Hälfte der Energie übrig (Abb. 9). Allerdings kann noch ein Zukunftspotenzial ausgeschöpft werden, dass den Anteil auf etwa 2/3 anheben kann.

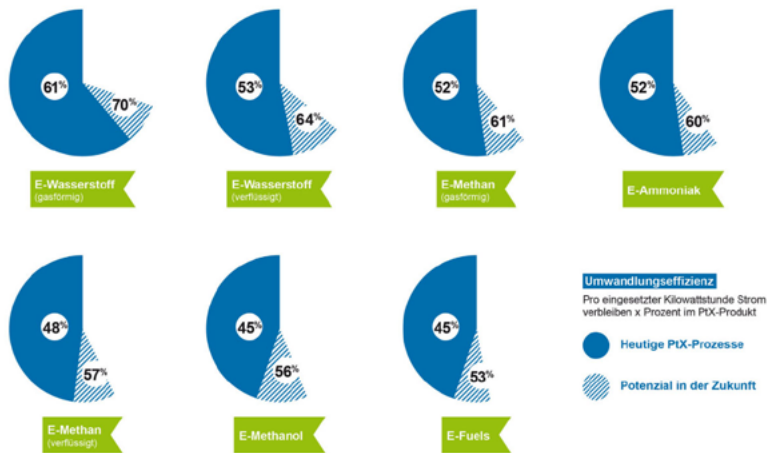


Abb. 9: Effizienz der Umwandlung von Strom in alternative Kraftstoffe (Power-to-X). Wie viel bleibt vom eingesetzten Strom übrig? (in % Energieinhalt kWh) (Öko-Institut 2019).

Am besten schneidet hier noch der Wasserstoff (in gasförmigem Zustand) ab, der insgesamt ca. 61 % der eingesetzten Energie aus dem Strom enthält. Unter der Annahme, dass wir auch für Wasserstoff-PKW wieder 16 kWh Antriebsenergie (Strom) ähnlich wie bei der E-Mobilität benötigen, erhöht sich der Stromaufwand bei einer Wasserstoffherstellung für den deutschen PKW-Park von 48 Mio. Fahrzeugen allein durch die Herstellungseffizienz von 105 auf 172 TWh im Jahr. Der Wirkungsgrad im Wasserstoffmotor liegt bei etwa 35 %. Durch diese Effizienz steigt der Bedarf an Primärenergie bzw. erzeugtem Strom noch einmal erheblich. Volkswagen kommt in einem Well-to-Wheel-Effizienzvergleich (VW 2021) zwischen einem batterieelektrischen (BEV) und einem mit Wasserstoff angetriebenen PKW (H2V) bei Nutzung von regenerativ erzeugtem Strom auf einen Unterschied von 46 Prozentpunkten (BEV: 76 %, H2V: 30 %).

Was wir daraus lernen:

- Batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) stellen eine effiziente und mit grundsätzlich klimafreundlichem Potenzial verbundene Mobilitätsform dar.
- Die wasserstoffbasierte Mobilität (H2V) ist mit weit größeren Aufwendungen verbunden und erfordert einen überproportional großen Strombedarf.

2.6 Langfristige Entwicklung des Energie- und Strombedarfs

Vor dem Hintergrund der zuvor beschriebenen Trends und Effekte ist eine Zusammenstellung der voraussichtlich langfristigen Entwicklung des Strombedarfs nicht einfach. Sie ist jedoch für den Ausbau der Energie-Infrastruktur entscheidend. Ganz pauschal besteht vielfach der Eindruck, dass der Strombedarf insgesamt deutlich zunehmen sollte.

Dies stünde aber den verstärkten Erfordernissen nach Energieeffizienz und Energieeinsparung entgegen. Nur weil erneuerbare Energien emissionsfrei bzw. -arm sind, ist ihr unbegrenzter Ausbau kein zwingendes Argument. Schon aus ökonomischen Argumenten – dem Minimalprinzip – ist ein wirtschaftlich organisierter Ausbau auch von erneuerbaren Energien erforderlich. Allerdings sollte die Substitution von fossilen Energietechnologien durch erneuerbare Energien so schnell wie möglich erfolgen.

Die einschlägigen Studien zum Energie- bzw. Strombedarf der Zukunft kommen nicht zu einem einheitlichen Ergebnis. In Prognos (2020) bleibt der Endenergieverbrauch Strom von 2015 bis 2030 in etwa auf einem gleichbleibenden Niveau von etwas über 510 TWh (Abb. 10). Während der Verbrauch in Industrie, privaten Haushalten (PHH) und GHD eher abnehmend ist, steigt der Verbrauch einzig im Verkehrssektor, und zwar um das etwa 4-Fache von 11 auf 48 TWh.

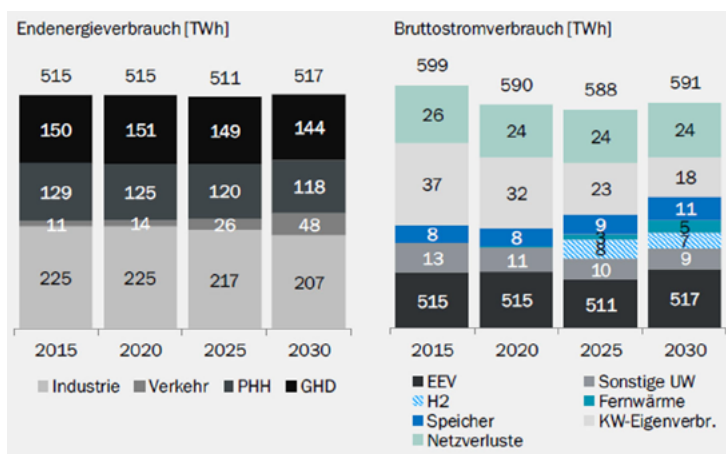


Abb. 10: Endenergieverbrauch Strom (links) und Bruttostromverbrauch (rechts) in Deutschland in einem Szenario mit Klimaschutzprogramm (Prognos 2020)

Auch beim Bruttostromverbrauch ist in dieser Prognose von einer Steigerung bis 2030 nichts zu sehen. Insgesamt soll er von 599 auf 591 TWh zurückgehen. Hier sind es vor allem die Wasserstoffherzeugung und auch die Fernwärme, die ab 2025 zunehmen und die Reduktionen in den anderen Bereichen (fast) kompensieren.

In einer Prognose für den Netzausbauplan (NEP) kommen die Autoren (50Hertz Transmission GmbH et al. 2019) für verschiedene Szenarien bis 2035 bzw. 2040 auf einen Strombedarf, der auch jenseits der 600 TWh liegt (Abb. 11).

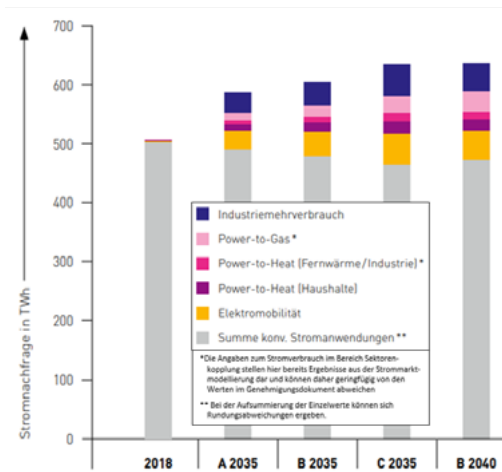


Abb. 11: Stromnachfrage für verschiedene Szenarien für 2035 bzw. 2040 (50Hertz Transmission GmbH et al. 2019)

Dabei soll der Bedarf für konventionelle Stromanwendungen insgesamt abnehmen und beträgt in der Prognose weniger als 500 TWh. Hingegen wird angenommen, dass der Bedarf für Elektromobilität deutlich ansteigt, ebenso wie der Bedarf für die PtX-Anwendungen in der Sektorkopplung (PtG, PtH). Deutlich wird auch ein Mehrbedarf für Strom in der Industrie.

Was wir daraus lernen:

11. In der Gesamtschau wird für die Zukunft von einem eher gleichbleibenden, allenfalls moderat ansteigenden Strombedarf ausgegangen.
12. Der Strommehrbedarf vor allem in den Bereichen der Sektorkopplung wird durch einen effizienteren Umgang mit Strom im Bereich konventioneller Anwendungen ausgeglichen.

Diese Prognosen zum Energieverbrauch werden sicherlich weiter intensiv diskutiert. Das Wirtschaftsministerium BMWi hat im Juni 2021 bereits angekündigt (Preiß 2021), dass die bisherigen Annahmen eines gleichbleibenden Stromverbrauchs in 2030 zu niedrig ausfallen. Man möchte jetzt neu rechnen. Die Verteilung zwischen Energieeffizienz und dadurch sinkenden Strombedarf und dem zusätzlichen Neubedarf durch die Tendenzen der Elektrifizierung und Sektorkopplung werden sicher noch weitere Diskussionen hervorrufen.

3 Strombedarf und seine Bedeutung für die Bioenergie

Was bedeutet nun diese Perspektive für die Bioenergie? Hierzu hat das IER im Rahmen der Studien BE20PLUS (FKZ 22406917) und NxtGenBGA (FKZ 22404616), beide gefördert durch BMELF/FNR, eine Reihe von Untersuchungen durchgeführt. Dabei wurde die Rolle und Leistung der Bioenergie im Rahmen des gesamten Energiesystems analysiert und hierzu vor allem die Energiesystem-Gesamtkosten herangezogen. Bereits in Fleischer (2019) war in modelltechnischen Analysen festgestellt worden, dass Bioenergie die Gesamtkosten des Energiesystems in Deutschland senken kann. Hierzu war es aber unabdingbar, dass Bioenergieanlagen (Biogas und feste Biomasse) flexibel und in Anpassung an das zeitliche Profil der Residuallast betrieben wurden.

Die Ergebnisse der Studien können folgendermaßen zusammengefasst werden:

1. Die Bioenergie trägt in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien und hoher Dekarbonisierung zur Minderung der Systemkosten bei.
2. Die Bioenergie substituiert dabei besonders Kapazitäten, die durch den Kohleausstieg bis 2038 frei werden.
3. Ein hoher Grad an Flexibilität (bis 5-fache Überbauung) ist hierfür förderlich.
4. Der Bedarf an Bioenergie bis 2045 beträgt in den verschiedenen Szenarien bis zu 40 GW an Leistung. Hieraus leitet sich ein erheblicher Ausbaubedarf für die Bioenergie ab.

In der Detaildarstellung in Abbildung 12 ist der Erhaltungs- und Ausbaubedarf für die Bioenergie für das Trendszenario I des Projektes BE20PLUS dargestellt.

Die Linien in Abbildung 12 zeigen die Stromerzeugung von Biogasanlagen (BGA) im Bestand (rot), für das Repowering (braun) oder Neubau (violett). Die Balken repräsentieren verschiedene Größenklassen an BGA mit Leistungen zwischen 250 und 1.000 kW.

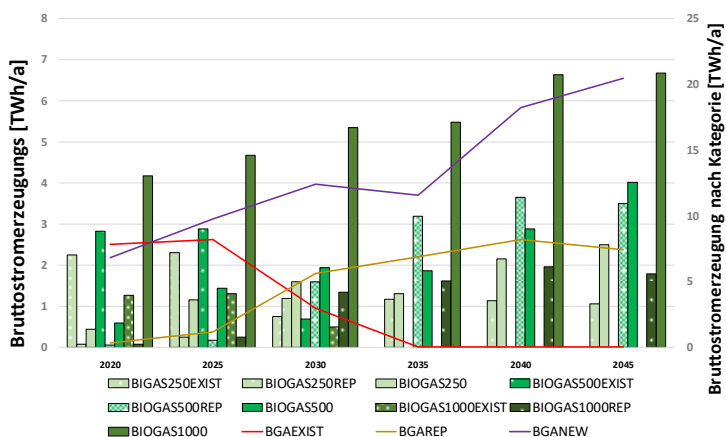


Abb. 12: Bruttostromerzeugung aus Biomasse für das Trendszenario I im BE20PLUS Projekt (IER 2020)

Es wird deutlich, dass es in dieser Szenarioanalyse einen Bedarf für weitere Biogasanlagen gibt. Auch wenn die Erzeugung aus Bestandsanlagen (BGAEXIST) abnimmt, steigt der Bedarf für Anlagen mit Repowering (BGAREP) bzw. auch neue Anlagen (BGA-NEW). Dies begründet sich damit, dass diese Anlagen im Modell stärker flexibel fahren (überbaut sind) bzw. neue BHKW mit höheren Wirkungsgraden eingerechnet werden und diese Anlagen daher im Modell bevorzugt eingesetzt werden. In einem Szenario mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien (95 %) wird Bioenergie also benötigt, da sie die notwendige Flexibilität im Energiesystem sicherstellt. Dies ist vor allem auch dadurch notwendig, als das Erdgas durch die hohen Dekarbonisierungsanteile sukzessive aus dem System herausgedrängt wird. Bioenergieanlagen mit hoher Flexibilität werden daher in einem solchen Energiesystem benötigt und wenn Bestandsanlagen diese Anforderungen nicht erfüllen, ist ein Repowering und ggf. auch ein Neubau an Biogaskapazitäten erforderlich. Dabei sind in einem kostenoptimierten Energiesystem große Anlagen bevorzugt, wie auch in Abbildung 12 deutlich wird.

Die Bestandsentwicklung von Biogasanlagen wurde im Projekt NxtGenBGA unter verschiedenen Szenarien analysiert und dafür auch verschiedene regionaltypische Verhältnisse – von Baden-Württemberg, Thüringen und Niedersachsen – berücksichtigt. Die kumulierten Daten dieser drei Bundesländer sind in Abbildung 13 zusammenfassend dargestellt und für verschiedene Post-EEG-Konzepte unterschieden: (i) Flexibilisierung, ii) Substratwechsel, iii) saisonale Flexibilisierung und iv) Biomethanvarianten.

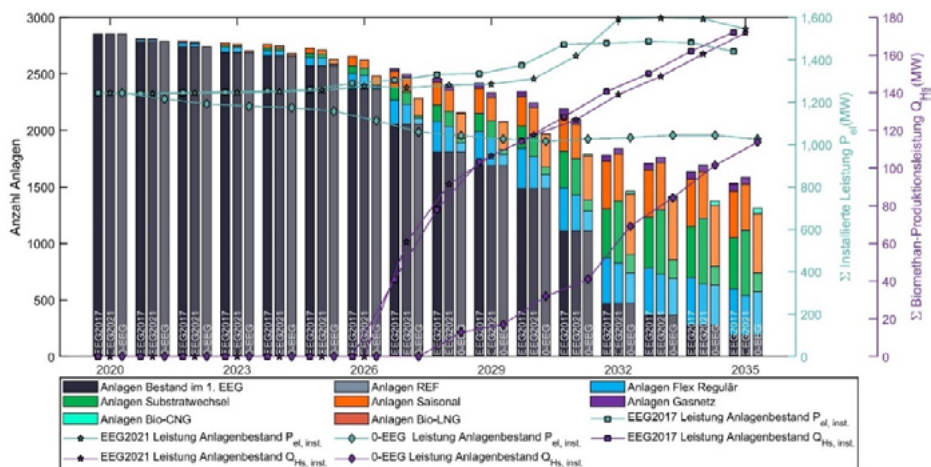


Abb. 13: Szenarioanalyse zur Bestandsentwicklung von Biogasanlagen bis 2035 kumuliert für die drei Bundesländer Baden-Württemberg, Thüringen und Niedersachsen und Aufteilung in Betriebsformen für die Zeit nach der ersten EEG-Förderphase (© NxtGenBGA)

Danach wird deutlich, dass es jenseits der Laufzeit von 20 Jahren in der ersten EEG-Förderphase für eine ganze Reihe von Biogasanlagen eine Existenzberechtigung in einem kostenoptimierten und dekarbonisierten Energiesystem gibt. Auch wenn viele Bestandsanlagen aus dem System ausscheiden, kann eine gute Post-EEG-Planung eine Fülle von Anlagen im System halten. Vor allem Anlagen, die auf eine saisonale Flexibilisierung mit sehr hoher Auskopplung von Wärme setzen, können weiterarbeiten und den Anlagen-Rückbau verhindern. Hierzu trägt auch ein Substratwechsel und eine reguläre (kurzzeitige) Flexibilisierung bei. So kann in diesem System von den in 2020 noch knapp 2.800 Anlagen bis 2035 ca. 1.500 Anlagen betrieben werden. Durch die hohe Flexibilisierung würde die Leistung nicht merklich sinken, dennoch würden einige Bestandsanlagen aus dem frühen EEG nicht mehr vertreten sein.

Was wir daraus lernen:

13. Bioenergie wird langfristig auch im Strom- und Wärmesektor benötigt.
14. Es trägt v. a. in Verbindung mit dem Kohleausstieg und der Rückführung der Nutzung von fossilem Erdgas zu einem kostengünstigen regenerativen Energiesystem und einem sicheren und stabilen Netz bei.

4 Fazit

Der zukünftige Energie- und Strombedarf ist durch eine Reihe von Trends und politische Rahmenbedingungen geprägt, die teils gegenläufig sind und eine einfache Darstellung des resultierenden Gesamtbedarfs erschwert. Während die Bemühungen um mehr Effizienz und Energieeinsparungen Früchte tragen, wird besonders in der Sektorenkopplung der Strombedarf deutlich steigen. Die derzeitigen Prognosen für den zukünftigen Strombedarf gehen daher alle insgesamt von einer Stagnation oder aber einer leichten Steigerung des Strombedarfs in der Größenordnung von 600 TWh/a aus. Sicher ist, dass der Strombedarf nicht signifikant sinken wird. Aktuelle Meldungen aus dem BMWi machen deutlich, dass die bisherigen Prognosen revidiert werden müssen und von einem höheren Strombedarf für 2030 auszugehen ist, der mindestens bei 650 TWh liegen dürfte.

Die Ausbauentwicklung der Stromerzeugung fußt vor allem auf der volatilen Wind- und Solarenergie. Dies bringt die Notwendigkeit für die Nutzung flexibler Energien mit sich. Diese kann regenerativ vor allem durch die Bioenergie bereitgestellt werden. Durch den Ausstieg aus der Kohle und die Notwendigkeit auch das Erdgas künftig durch klimaneutrale Energieträger zu ersetzen, bekommt die Bioenergie zur Bereitstellung von Flexibilität eine weiter steigende Bedeutung, auch wenn Flexibilität durch viele andere Mechanismen verfügbar ist.

Langfristig wird die Bedeutung der Bioenergie in einem dekarbonisierten und transformierten Energiesystem (Stichwort PtX) bzw. Strom-Wärme-System weiter steigen. Bioenergieanlagen werden sowohl zu einer regenerativen Energiebereitstellung als auch zu einem sicheren und stabilen Energiesystem weiter gebraucht. Die Allokation und Nutzung in anderen Teilen des Wirtschaftssystems (z. B. Verkehr und Industrie) muss auch von diesem Hintergrund integriert analysiert und berücksichtigt werden.

Literatur

- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (Hg.) (2019): Netzentwicklungsplan Strom 2030. Version 2019. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil1.pdf, Zugriff am 23.04.2020
- AGEB (2020): Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland. Daten für die Jahre von 1990 bis 2019. Zugriff am 07.07.2021
- BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hg.) (2014): Mehr aus Energie machen - Nationaler Aktionsplan für Energieeffizienz. Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz. Berlin, Zugriff am 03.07.2021
- BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hg.) (2019): Energieeffizienzstrategie 2050. BMWi. Berlin, Zugriff am 07.07.2021
- BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hg.) (2021): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2020. Grafiken und Diagramme unter Verwendung aktueller Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Stand: Februar 2021, Berlin, Zugriff am 03.07.2021
- Chemietechnik (2021): Globale Effizienz wird zum Patienten - Rückschritte bei der Energieeffizienz in Deutschland und der Welt, <https://www.chemietechnik.de/energie-utilities/ct-01-2021-weltweite-investitionen-in-energieeffizienz-fallen-zurueck-233.html>, Zugriff am 20.7.2021
- Drünert, S.; Neuling, U.; Timmerberg, S.; Kaltschmitt, M. (2019): Power-to-X (PtX) aus „Überschussstrom“ in Deutschland – Ökonomische Analyse. Zeitschrift für Energiewirtschaft 43(3), S. 173–191, DOI: 10.1007/s12398-019-00256-7
- Fleischer, B. (2019): Systemeffekte von Bioenergie in der Elektrizitäts- und Fernwärme-wirtschaft. Eine modellgestützte Analyse langfristiger Energiewendeszenarien in Deutschland. Dissertation. Stuttgart, IER Forschungsbericht 140, Zugriff am 09.07.2021
- IASTEC (2021): <https://iastec.org/open-letter-2>, Zugriff am 03.07.2021
- Kämper, C.; Helms, H.; Biemann, K. (2020): Wie klimafreundlich sind Elektroautos? Update Bilanz 2020. Hg. v. Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (IFEU), Heidelberg, https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Verkehr/emob_klimabilanz_bf.pdf, Zugriff am 08.07.2021

- Kobiela, G.; Samadi, S.; Kurwan, J.; Tönjes A.; Fischdick, M.; Koska, T. et al. (2020): CO₂-neutral bis 2035: Eckpunkte eines deutschen Beitrags zur Einhaltung der 1,5-°C-Grenze. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH, Wuppertal, https://epub.wuppertalinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7606/file/7606_CO2-neutral_2035.pdf, Zugriff am 03.07.2021
- Preiß, S (2021): Wirtschaftsminister Altmaier räumt deutlichen Anstieg des Strombedarfs bis 2030, <https://www.euwid-energie.de/wirtschaftsminister-altmaier-raeumt-deutlichen-anstieg-des-strombedarfs-bis-2030-ein/>, Zugriff am 20.07.2021
- Prognos (Hg.) (2020): Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.html>, Zugriff am 25.03.2020
- Roon von, S.; Guminski, A. (2017): Elektrifizierung als ein Baustein der Energiewende. FFE-Fachtagung. FfE, München, <https://www.ffegmbh.de/aktuelles/veroeffentlichungen-und-fachvortraege/689-elektrifizierung-als-ein-baustein-der-energiewende>, Zugriff am 08.07.2021
- Sorrell, S. (2007): The Rebound Effect: an assessment of the evidence for economy-wide energy savings from improved energy efficiency. Hg. v. UK Energy Research Centre (UKERC), Zugriff am 08.07.2021
- SRU - Sachverständigenrat für Umweltfragen (Hg.) (2020): Für eine entschlossene Umweltpolitik in Deutschland und Europa. Umweltgutachten 2020, Berlin, Zugriff am 03.07.2021
- Thess, A. D. (2020): Sieben Energiewendemärchen? Eine Vorlesungsreihe für Unzufriedene. Berlin, Heidelberg, Springer
- UBA - Umweltbundesamt (2016): Rebound-Effekte. Empirische Ergebnisse und Handlungsstrategien. UBA, Dessau-Roßlau
- UBA - Umweltbundesamt (2021): <https://www.umweltbundesamt.de/galerie/treibhausgas-emissionen-in-deutschland-2020>. Zugriff am 08.07.2021
- UBA - Umweltbundesamt (2021a): <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieproduktivitaet#primarenergieproduktivitaet-seit-1990>. Zugriff am 08.07.2021
- Vereinte Nationen (2015): Paris Agreement - Übereinkommen von Paris. Paris. https://treaties.un.org/Pages/ViewDetails.aspx?src=IND&tmdsg_no=XXVII-7-d&tchapter=27&tclang=_en, zuletzt. Zugriff am 09.07.2021
- Volkswagen AG (2021): <https://www.volkswagenag.com/de/news/stories/2019/08/hydrogen-or-battery-that-is-the-question.html#>. Zugriff am 08.07.2021

Förderhinweis

Ein Teil der Arbeiten zu diesem Artikel wurden von der FNR im Rahmen der Studien BE20PLUS (FKZ 22406917, <https://bioenergie.fnr.de/projekte-und-foerderung/ausgewaehlt-projekte/be20plus>) und NxtGenBGA (FKZ 22404616, <https://biogas.fnr.de/projekte/projektuebersicht>) gefördert. Ein herzliches Dankeschön für diese Unterstützung.

Die Rolle von Biomethan aus Sicht der Gaswirtschaft

ARMIN BOTT

Biomethan war bislang für die Gaswirtschaft von eher untergeordneter Bedeutung. Mit etwa 9,4 TWh ist der Anteil bezogen auf das insgesamt verbrauchte Erdgas (948 TWh in 2019) etwa 1 %. Aus Sicht der Biogaserzeuger ist die Vermarktung des Biogases als Biomethan mit etwa 12 % derzeit ebenfalls eher die Ausnahme.

Zur Vermarktung als Biomethan wird das Biogas in das bestehende Erdgasnetz eingespeist. Dazu muss es typischerweise zuvor auf Erdgasqualität aufbereitet werden. Technisch gesehen handelt es sich bei Biomethan um ein Brenngas mit ähnlichen Eigenschaften wie Erdgas. Im direkten Preisvergleich kann Biogas momentan allerdings nicht mit Erdgas mithalten.

Daher findet man Biogas ausschließlich in regulierten Märkten, bei denen die biogene, CO₂-arme Erzeugung honoriert wird. 2019 wurden laut dena Branchenbarometer Biogas 2020 (dena 2020) etwa 88 % des Biomethans für die durch das EEG geförderte Verstromung genutzt (Abb. 1).

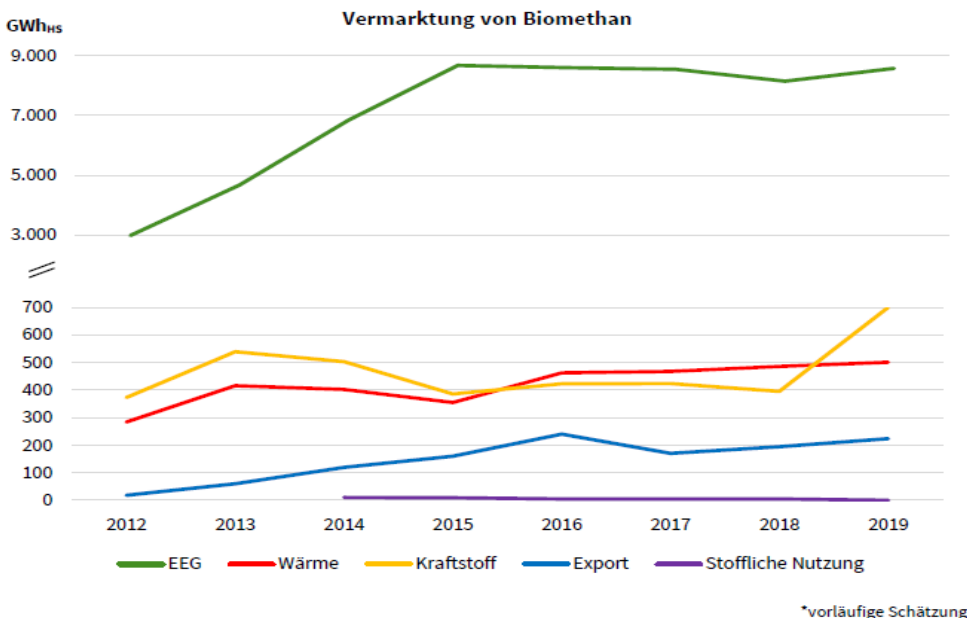


Abb. 1: Vermarktungswege von Biomethan in Deutschland (dena 2020)

Als weitere Vermarktungswege haben sich der erneuerbare Wärmemarkt und der Kraftstoffmarkt mit seiner Forderung nach Mindestanteilen von biogenen Kraftstoffen etabliert. Eine stoffliche Nutzung von Biomethan ist insgesamt wirtschaftlich vernachlässigbar.

Vereinfacht handelt es sich bei Biomethan um Erdgas „plus Zertifikat“: Um es in den verschiedenen Märkten verwendet werden zu dürfen, muss sowohl die Herstellung als auch die Herkunft der Substrate zertifiziert werden. Nachdem die aktuell laufenden EEG-Anlagen insbesondere Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) gefördert bekommen, ist der Anteil an NawaRo mit 74 % entsprechend hoch. Demgegenüber wird für den Kraftstoffmarkt vor allem der Einsatz von Reststoffen gefordert, so liegt deren Anteil zusammen mit tierischen Abfällen bei beachtlichen 26 %.

Nachdem die EEG-Gesetzgebung einen klaren Schwenk, insbesondere weg von NawaRo hin zu Reststoffen eingeleitet hat, ist hier langfristig von einer klaren Verschiebung der Substrate auszugehen. So wurde für das EEG der Anteil von Mais und Getreide auf insgesamt 40 % gedeckelt.

Grundsätzlich gibt es für die Einspeisung von Biogas zwei Optionen. Die für den Einspeiser einfachere Lösung ist die Einspeisung eines teilkonditionierten Biogases, bei dem Wasserdampf und Schwefelwasserstoff entfernt werden, in ein dafür speziell vorbereitetes Erdgasnetz. In einer solchen Netzzelle sind die Verbraucher soweit vorbereitet, dass sie problemlos auch das volumenbezogen deutlich energieärmere Brenngas nutzen können. Und auch die Abrechnung durch den Gasversorger, insbesondere die exakte zeitliche und räumliche Nachverfolgung des Brennwertes des jeweils verteilten Gasgemisches, muss aufwendig sichergestellt werden. Die für das Umfeld rückwirkungsfreiere und auch wesentlich häufigere Lösung ist die Vollaufbereitung des Biogases hin zu Biomethan als Austauschgas. Hierzu wird das Biorohgas in Biogasaufbereitungsanlagen im Wesentlichen von Wasser, Schwefelbestandteilen und CO₂ befreit.

Im Zuge der bereits beschlossenen Dekarbonisierung der Wirtschaft wird Erdgas in den kommenden Jahren aus dem Markt zurückgedrängt werden. Wie nachfolgend noch ausgeführt werden wird, ist eine vollständige Substitution durch elektrische Anwendungen eher unwahrscheinlich. Im Zuge dessen wird sich in den kommenden Jahren die Bedeutung von Biomethan im Gasmarkt weiter verändern. In der jüngeren Vergangenheit beschäftigten sich diverse Studien mit der zukünftigen Bereitstellung von grünem, also CO₂-frei hergestelltem, Wasserstoff als Ersatz für Erdgas.

Wie Abbildung 2 zu entnehmen ist, wird von Gestehungspreisen ausgegangen, die von Biomethan ebenfalls erreicht werden können. In einer schrittweisen Einführung der neuen Gase könnte so eine Marktchance für das heimische Biomethan entstehen. Während für die Nutzung von Wasserstoff sowohl die Infrastruktur als auch die Technik bei den Verbrauchern ertüchtigt oder sogar ausgetauscht werden müssen, arbeitet die Versorgung mit Biomethan reibungslos.



Abb. 2: Preisspannen für CO₂-frei hergestellten Wasserstoff (eigene Darstellung, Quelle: EA-NRW, dena, IEA, greenpeace, agora, ewi, prognos)

Dieser Wettbewerbsvorteil für Biomethan wird noch verstärkt durch die langfristige, stufenweise Erschließung Deutschlands durch das Wasserstoffnetz (Abb. 3).

H₂-Startnetz 2030

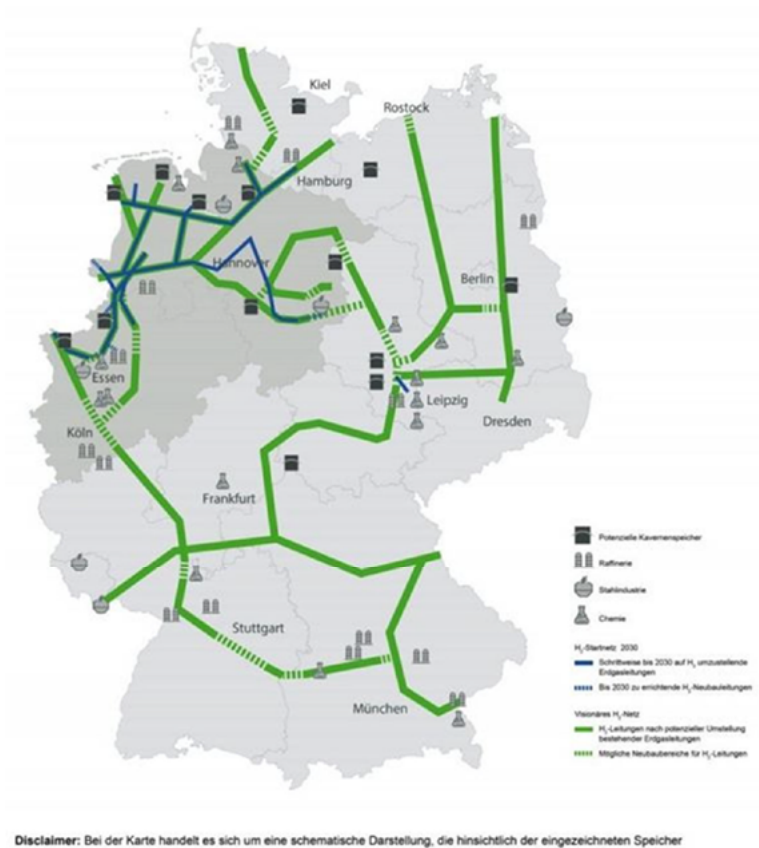


Abb. 3: Plan für den Ausbau des Wasserstoffnetzes (FNB Gas 2020)

Das Wasserstoffstartnetz soll bis 2030 zunächst nur den dunkelgrau unterlegten Bereich erschließen. Zumindest bis 2040 könnte Biomethan in den unerschlossenen Gebieten, z. B. in Süddeutschland, die vorrangige grüne Quelle für Gasnetze sein. Weitere positive Effekte sind von der weiteren Dekarbonisierung der Landwirtschaft zu erwarten, die zu einer verbesserten CO₂-Bilanz von Biomethan führen wird. Unerlässlich ist dafür aber die konsequente Vermeidung jeglichen Methanschlupfes. Daneben könnte sich das in der Biomethanaufbereitung ohnehin anfallende CO₂ sowohl als Rohstoff als auch als Beitrag zur CO₂-Abscheidung aus der Atmosphäre als zusätzlicher Werttreiber erweisen.

Um allerdings die bestehende Biogasproduktion von Vor-Ort-Verstromung auf Biomethanproduktion umstellen zu können, gilt es einige Hürden zu nehmen.

Zuerst muss die Ertüchtigung der Biogasanlage auf den Stand der Technik erfolgen. Danach gilt es Lösungen zu finden, mit denen das Biorohgas mehrerer Anlagen zusammen in einer Aufbereitungsanlage wirtschaftlicher Größe erfolgen kann. Viele Biogasanlagen sind so dimensioniert, dass sie die Privilegierung einer landwirtschaftlichen Biogasanlage nach § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB (BauGB 2017) nutzen. Dies führt zu einer Rohbiogasleistung von etwa 250 m³/h. Für eine Aufbereitung wirtschaftlicher Größe ist allerdings eine Leistung von 1.000 m³/h und mehr anzustreben. Kooperationen oder auch neue Gesellschaften, die das Rohbiogas frei Hof zur nachfolgenden Aufbereitung kaufen, könnten hier die Lösung sein.

Die Zukunftsaussichten von Biomethan in einer dekarbonisierten Energiewelt sollen nachfolgend am Beispiel einer Studie kurz diskutiert werden. In der „Commit to Connect 2050“ benannten Studie (Wagner, Elbling & Company 2020) haben 14 Versorgungsunternehmen aus Ostdeutschland, mit Strom und Gas, Netzen auf Verteil- und Fernleitungsebene, Energieerzeugung sowie -speicher, eine ergebnis- und technologieoffene

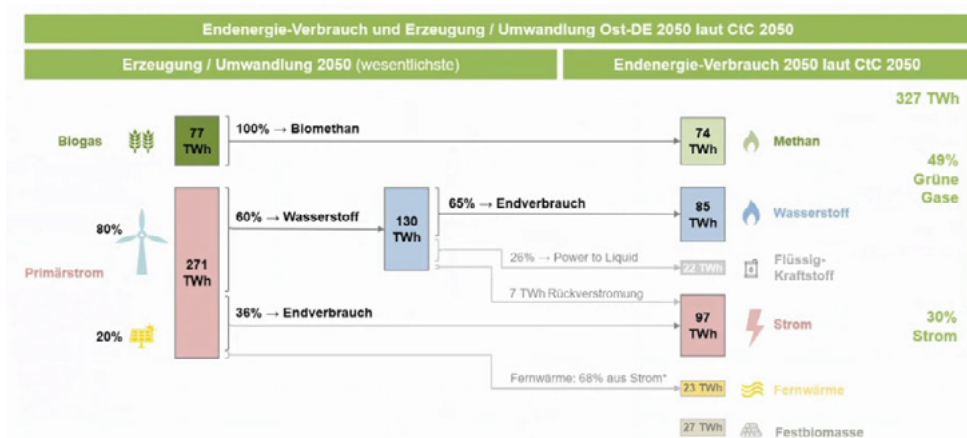


Abb. 4: Energiebilanz für Ostdeutschland in 2050 (Wagner, Elbling & Company 2020)

Untersuchung einer CO₂-freien autarken (also vollständig eigenversorgten) Energiezukunft 2050 beauftragt (Abb. 4). Neben der grundsätzlichen Fragestellung wurde darüber hinaus auch die Frage nach der regionalen Ausprägung untersucht. So sollte u. a. die Auswirkung auf die Energieinfrastruktur geklärt werden. Ein Vergleich zeigte, dass die heutige und die zukünftige Energieversorgung etwa die gleichen Kosten verursacht.

Als Hauptenergiequellen etablieren sich Wind, PV und Biomethan. Ein Großteil der elektrischen Energie wird gemäß den Modellergebnissen für die Herstellung von Wasserstoff aufgewandt, der wiederum zu einem Großteil als Wasserstoff direkt Verwendung findet. Etwa ein Viertel geht in die Produktion von synthetischen Kraftstoffen, z. B. für den Antrieb von Flugzeugen und Schiffen.

Ein kleiner, aber sehr wichtiger Teil des Wasserstoffs wird wieder zu Strom umgewandelt. Während kurzfristige Abweichungen von Erzeugung und Bedarf durch Batterien und Pumpspeicher kostengünstig aufgefangen werden können, müssen in Phasen längeren Stromdefizits Gaskraftwerke die erforderliche elektrische Energie bereitstellen (Abb. 5). Die Vor-Ort-Verstromung von Biogas setzt sich langfristig nicht durch. Auch ein geringer Anteil des Biomethans wird so eingesetzt, was in Abbildung 4 zur besseren Übersichtlichkeit nicht dargestellt ist.

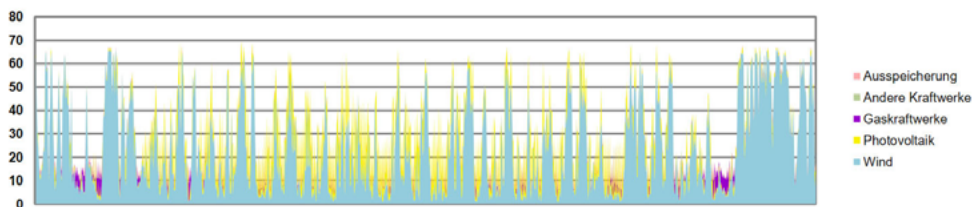
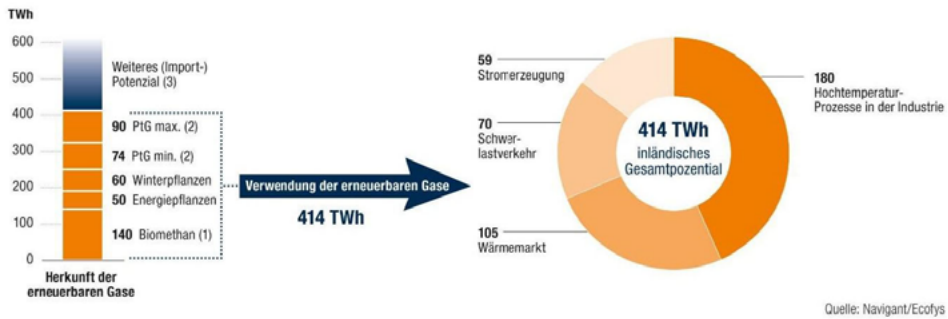


Abb. 5: Strombereitstellung für Ostdeutschland 2050 (Wagner, Elbling & Company 2020)

Unabhängig von den verschiedenen Szenarien hat Biomethan in allen Modellen einen festen Platz im Erzeugungsportfolio behaupten können. Im hier dargestellten Fall dient Biomethan als Kraftstoff. Wird im Modell die Elektromobilität günstiger parametrisiert, wechselt das Biomethan in den Wärmemarkt. Grundsätzlich lässt sich dies neben der Kostendiskussion dadurch begründen, dass die aufwendige Umwandlung von elektrischer Energie in gebundene chemische Energie im Wasserstoff beim Biomethan bereits erfolgt ist.

Auch weitere Studien gehen von einem starken Wachstum des Biomethanmarktes aus (Abb. 6). Hier wird davon ausgegangen, dass die Vor-Ort-Verstromung durch die Biomethanproduktion ersetzt wird und darüber hinaus noch weitere Substratpotentiale erschlossen werden können.



(1) Biomethan aus biologischen Abfall- und Reststoffen; (2) PtG min. = Basisleistung, PtG max. bei maximaler installierter Leistung der Anlagen; (3) Weiteres Potenzial: Grün gas-Importe und „blauer“ Wasserstoff aus Erdgas durch Abspaltung an der Quelle.

Abb. 6: Gesamtpotenzial der erneuerbaren Gase im Jahr 2050 in Deutschland (DVGW 2019)

Vor dem Hintergrund der gerade durch die Neufassung des Klimaschutzgesetzes gestarteten Runde für die Neufassung der Energie-, Kraftstoff- und Umweltgesetzgebung ist ein konkreter Ausblick unseriös. Es lässt sich allerdings die Tendenz prognostizieren, dass Biomethan in der Zukunft eine wesentlich größere Rolle im Gasmarkt spielen wird als heute.

Literatur

BauGB (2017): Baugesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 3. November 2017 (BGBl. I S. 3634), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1728) geändert worden ist

dena (Deutsche Energie-Agentur) (2020): Branchenbarometer Biomethan 2020. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publicationen/PDFs/2020/Branchenbarometer_Biomethan_2020.pdf, Zugriff am 07.06.2021

DVGW (2019): Factsheet „Grünes Gas für alle? Bewertung der Potenziale von Biogasen und synthetischen Gasen in Deutschland“. <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/eegaspotenzial-energie-impuls-dvgw.pdf>, Zugriff am 07.06.2021

FNB Gas (2020): Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichen Karte für visionäres Wasserstoffnetz (H₂-Netz). <https://www.fnb-gas.de/fnb-gas/veroeffentlichungen/pressemitteilungen/fernleitungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-karte-fuer-visionaeres-wasserstoffnetz-h2-netz/>, Zugriff am 21.05.2021

Wagner, Elbling & Company (2020): Commit to Connect 2050. Endbericht, https://www.ont-ras.com/fileadmin/Bilder/Commit_to_Connect_2050/2020_04_21_CTC2050_Abschlussbericht.pdf, Zugriff am 07.06.2021

Dezentrale Erzeugung von LNG in einer neuartigen Prozesskette – Möglichkeiten und Grenzen

ANDREAS LEMMER, ELENA HOLL, KATHARINA BÄR, JÖRG STEINBRENNER

1 Einleitung

Eines der wesentlichen Klimaziele der Bundesregierung ist es, bis 2050 den Anteil erneuerbarer Energien auf 60 % des Bruttoenergieverbrauchs zu steigern. Dies lässt sich nicht allein durch eine effizientere Nutzung von Energieträgern und der geplanten Halbierung des Primärenergieverbrauchs gegenüber 2008 bewerkstelligen, sondern benötigt ebenfalls eine systemübergreifende Energiewende. Besonders der Verkehrssektor wird durch die im „Klimaschutzplan 2050“ festgelegten Ziele vor eine große Herausforderung gestellt. Bis 2030 sollen die Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor um bis zu 40 % gesenkt werden (Umweltbundesamt 2021a).

Zurzeit ist der Anteil der erneuerbaren Energien im Verkehrssektor in Deutschland vergleichsweise gering und liegt lediglich bei 7,3 % (Umweltbundesamt 2021b); dieser Anteil entspricht dem Wert des Jahres 2007 und liegt auch deshalb über dem Durchschnitt der Jahre 2010 bis 2019, da in 2020 das Verkehrsaufkommen durch die COVID-19-Pandemie sank. Entsprechend der Novellierung der Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II, Erneuerbare-Energien-Richtlinie; Renewable Energies Directive II) hat sich Deutschland dazu verpflichtet, bis 2030 den Anteil von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor auf mindestens 14 % zu erhöhen (BMU 2020). Während für die urbane Mobilität Strom aus Windenergie oder Photovoltaik in Elektrofahrzeugen genutzt werden kann, gibt es Bereiche wie die Luftfahrt, den Schiffs- und Schwerlastverkehr oder auch die Bau- und Landmaschinen, in denen die Elektromobilität nur schwer Einzug halten wird.

Insbesondere in den städtischen Ballungsgebieten ergeben sich zunehmend Probleme durch die verkehrsbedingten Emissionen von Kohlenstoffdioxid, Stickoxid und Feinstaub, die zu Fahrverboten für ältere Fahrzeuge und einer Senkung der zulässigen Höchstgeschwindigkeiten führen, um lokal die Emissionen zu senken. Deshalb hat die EU unter anderem die Clean Vehicle Directive (CVD) verabschiedet, die zu niedrigeren Emissionen vor allem in Städten führen soll. Die Richtlinie tritt in Deutschland voraussichtlich am 2. August 2021 in Kraft. Die CVD schreibt Fuhrparkbetreibern im kommunalen oder städtischen Umfeld vor, dass ab 2021 mindestens 45 % und ab 2026 mindestens 65 % der neu angeschafften Busse emissionsfrei oder emissionsarm („sauber“) unterwegs sein müssen (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur 2021). Fahrzeuge mit Dieselantrieb können dann zunehmend weniger angeschafft und betrieben werden.

Deshalb benötigen Fuhrparkbetreiber alternativ angetriebene Fahrzeuge, mit denen sie die gesetzlichen Vorgaben einhalten können und die gleichzeitig langfristig ohne Förderung wirtschaftlich betreibbar sind. Zusätzlich müssen alternativ angetriebene Fahrzeuge in kurzer Zeit in ausreichender Stückzahl verfügbar sein. Die Infrastruktur für Elektro- sowie Brennstoffzellenbusse ist jedoch noch nicht ausreichend vorhanden, um größere Flotten zu betreiben.

Ein für die Zukunft vielversprechendes Nutzungskonzept ist der Einsatz von Bio-CNG (komprimiertes Biomethan) oder Bio-LNG (verflüssigtes Biomethan) in Bussen des Öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV), im Schwerlast- und Seeverkehr sowie bei Bau- und Landmaschinen. Fossiles LNG als LKW- und Landmaschinen-Treibstoff erzielt mit aktueller Motorentechnologie eine Reduktion der CO₂-Emissionen von ca. 16 % gegenüber Dieselmotoren (Ays und Geimer 2019, DENA 2015, NGVA Europe 2017). Mit regenerativ erzeugtem Bio-LNG können diese um mehr als 65 % verringert werden, was den Anforderungen der RED II genügt. LNG als Kraftstoff für den Mobilitätssektor bietet auch den Vorteil eines geringeren Schadstoffausstoßes. Die Nutzung von LNG bzw. Bio-LNG reduziert die NO_x-Emissionen im Vergleich zu einem Euro-VI-Diesel um 40 %, den Lärm im Schwerlastverkehr um 50 % und die Feinstaubbelastung im Vergleich zu konventionellen Diesel-LKW (Euro VI) sogar um 90 %. Bio-LNG ist als gleichwertiger Ersatzkraftstoff in vollem Umfang mit fossilem LNG mischbar, was die Markteinführung dieses erneuerbaren Kraftstoffes erheblich erleichtert. Nicht zuletzt bedeutet eine Erhöhung des Anteils von biomethanbasierten Kraftstoffen eine Reduktion der Importabhängigkeit und somit eine Steigerung der Versorgungssicherheit Deutschlands.

Ziel des Forschungsvorhabens Pro-bioLNG ist es, durch anwendungsorientierte Grundlagenforschung eine innovative und hocheffiziente Prozesskette zur kostengünstigen Erzeugung von biomethanbasierten Kraftstoffen zu entwickeln. Diese biomethanbasierten Kraftstoffe können verflüssigt als Bio-LNG im Schwerlast-, See-, Bau- und Landmaschinenbereich eingesetzt werden. Dazu engagieren sich Akteure aus Wissenschaft und Wirtschaft, um gemeinsam vorhandene und vollkommen neuartige Technologien zu einer neuen Prozesskette zu vernetzen. Die Erzeugung der innovativen Kraftstoffe basiert dabei zu gleichen Teilen auf Biomasse und Power-to-Gas-Verfahren, sodass das Forschungsprojekt sowohl einen entscheidenden Beitrag zur Sektorkopplung als auch zur Energiewende im Verkehrssektor liefert.

2 Das Pro-bioLNG-Verfahren

2.1 Erzeugung von Biomethan

Aus technischer Sicht kombiniert die zu entwickelnde Prozesskette des bioLNG-Vorhabens erstmals hochgradig innovative Prozessschritte zu einer vollkommen neuartigen Verfahrenskette (Abb. 1). Im Zentrum des vom Bundesministerium für Bildung und Forschung geförderten Projekts Pro-bioLNG steht die zweistufige Druckfermentation. Dabei wird die eingesetzte Biomasse zunächst bei Umgebungsdruck in einem kontinuierlich betriebenen Hydrolysereaktor (HR) in gelöste organische Verbindungen überführt. Diese werden im zweiten Reaktor, dem so genannten Hochdruck-Methanreaktor (MR), zu Methan umgewandelt.

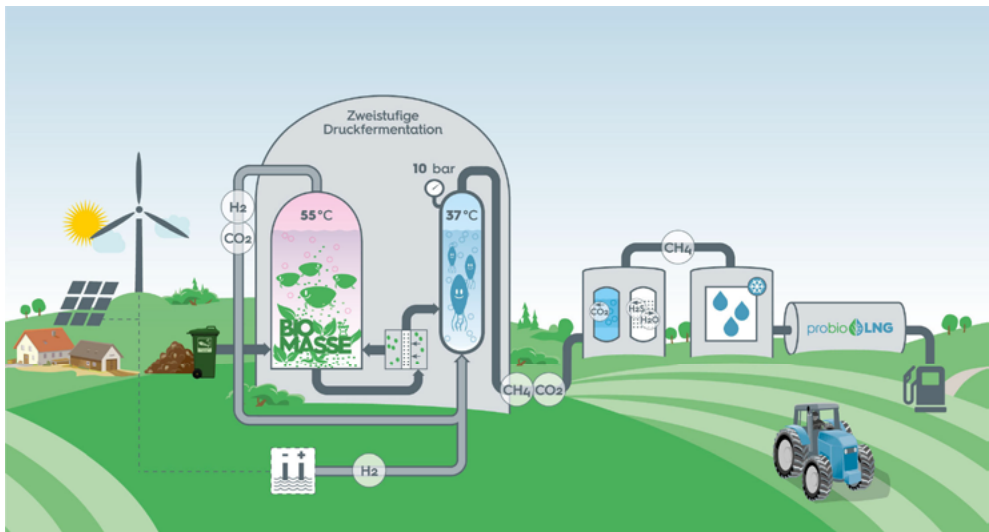


Abb. 1: Schema des bio-LNG-Verfahrens (© <https://www.probiolng.de>)

Da bei der zweistufigen Fermentation die Abbauschritte der Biomasse räumlich getrennt werden, können die Prozessparameter in den beiden Reaktoren, wie beispielsweise Temperatur und pH-Wert, ideal an die Anforderungen der verschiedenen Mikroorganismen angepasst werden. So lässt sich die Verweilzeit im Vergleich zu konventionellen Biogasanlagen deutlich senken. Gleichzeitig kann der Methanreaktor als Power-to-Gas-Anlage fungieren, indem parallel zur Vergärung die biologische Methanisierung abläuft und damit die Biomethanausbeute und der Methangehalt im Produktgas erhöht wird.

Im Vergleich zu konventionellen Biogasanlagen werden in das Verfahren der Biogaserzeugung des Projektes drei technische Neuerungen integriert:

- Räumliche Trennung der Abbauschritte der Biomasse und Anpassung der Reaktorbedingungen an die Mikroorganismen führen zur deutlichen Reduzierung der Verweilzeit.
- Biogaserzeugung unter Druck erzeugt biogene Gase mit sehr hohem Methangehalt und reduziert die Energie für die Verdichtung zur Einspeisung ins Erdgasnetz.
- Integration der biologischen Methanisierung in den Druckreaktor ermöglicht den Betrieb als Power-to-Gas-Anlage und somit als Sektorenkopplungselement.

Zwischen dem Hydrolyse- und dem Druckmethanreaktor ist eine Membranfiltration (MF) implementiert, um ein Verblocken der mit Mikroorganismen bewachsenen Füllkörper in der zweiten Stufe zu verhindern. Darin wird das flüssige Hydrolysat, welches aus organischen Säuren und faserigen Bestandteilen besteht, vor dem Einbringen in den Methanreaktor gefiltert. Durch Rückführung der faserigen Bestandteile in den HR wird die Verweilzeit der Biomasse von der Methanproduktion entkoppelt und der Nutzungsgrad der Biomasse erhöht.

Im Druckmethanreaktor erfolgt die Umsetzung des Hydrolysates zu Biogas. Die Druckerhöhung im Methanreaktor erfolgt dabei ausschließlich durch die Mikroorganismen selbst („autogenerative high pressure fermentation“). Der hohe Methananteil von mehr als 80 Vol.-% entsteht dadurch, dass die beiden Produktgase, Kohlenstoffdioxid und Methan, unterschiedlich gut in der Fermenterflüssigkeit gelöst werden. CO₂ wird somit partiell über die Prozessflüssigkeit aus dem Methanreaktor ausgetragen und der relative Methananteil damit gesteigert.

Aufgrund der Gaserzeugung unter Druck steigt der Energiebedarf für den Umlauf der Fermenterflüssigkeit, jedoch sinkt der Energieaufwand für die nachfolgende Gasaufbereitung und Gasverdichtung. Dadurch erreicht die gesamte Prozesskette eine Energieeinsparung von 40 bis 60 % im Vergleich zum drucklosen Verfahren. Außerdem werden, nach dem derzeitigen Stand der Berechnungen, die Biomethangestehungskosten im Vergleich zum Stand der Technik um ca. 10 % gesenkt werden. Die Ergebnisse der Prozesssimulationen sind in den nächsten Monaten mit den experimentellen Daten zu vergleichen.

2.2 Biologische Wasserstoffmethanisierung

Wenn günstiger, „überschüssiger“ Strom zur Verfügung steht, kann die Methanausbeute gesteigert werden, indem gleichzeitig Biomasse zu CH₄ abgebaut und das entstehende CO₂ unter Zugabe von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff im Druckmethanreaktor biologisch methanisiert wird. Die biologische Wasserstoffmethanisierung (BHM) ist die enzymatische Umsetzung von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid zu Methan im Verhältnis 4:1.

Die fermentative Konversion des gasförmig in den Prozess eingebrachten Eduktes Wasserstoff mit Kohlenstoffdioxid durch Mikroorganismen läuft bei Temperaturen von bis zu 70 °C ab und wird im Pro-bioLNG-Projekt bei einem Druck von 10 bar realisiert. Da die biologische Methanisierung in einer wässrigen Phase abläuft, müssen die gasförmigen Edukte zunächst aus der Gasphase über die Flüssigphase zu den Mikroorganismen transportiert werden. Aufgrund der 25-mal schlechteren Löslichkeit von Wasserstoff im Vergleich zu Kohlenstoffdioxid kommt es bei ausreichender Nährstoffversorgung der Mikroorganismen zu einer Wasserstofftransportlimitierung bei der Produktion von Methan. Eine Verbesserung des Stofftransports (Gas in Flüssigkeit) gehört daher zu den größten technischen Herausforderungen bei der biologischen Methanisierung. In der Verfahrenskette wird daher ein Rieselbettreaktor entweder oberhalb des Festbetts in der Flüssigphase direkt in den Methanreaktor integriert oder diesem als separater Reaktor nachgeschaltet (Abb. 2). Die Vorteilhaftigkeit der biologischen Wasserstoffmethanisierung in Rieselbettreaktoren gegenüber anderen Reaktortypen (Illi et al. 2021) sowie der positive Einfluss einer Prozesstemperatur über 50 °C, eines erhöhten Betriebsdrucks und einer reduzierten Berieselungsintensität auf die Konversionseffizienz und die reaktorspezifische Methanproduktion („Methane Formation Rate“ (MFR)) konnte in Untersuchungen von Ullrich und Lemmer (2019), Lemmer und Ullrich (2018), Ullrich et al. (2018) und Illi et al. (2021) nachgewiesen werden.



Abb. 2: Modell des Rieselbettreaktors zur Wasserstoff-Methanisierung (© Holl und Vervin)

2.3 Gasaufbereitung

Um die Spezifikationen für Bio-LNG und die technischen Anforderungen des Verflüssigers zu erfüllen, muss das Gas gereinigt werden. Da bei der Abkühlung auf bis zu $-161,5\text{ °C}$ (Siedepunkt von Methan bei 1,013 bar) H_2O , CO_2 und H_2S als Feststoff ausfallen können, müssen diese Gase nahezu vollständig entfernt werden.

Die Abtrennung von CO_2 erfolgt zweistufig. Im ersten Schritt wird das Gas durch eine chemische Wäsche geleitet, welche auf der Verwendung alternativer Waschflüssigkeiten, sogenannter Ionischer Flüssigkeiten (IL), basiert (Abb. 3). Im Gegensatz zu herkömmlichen Konzepten der Gaswäsche wird bei der Gaswäsche mit ionischen Flüssigkeiten die Waschflüssigkeit durch Druckreduktion regeneriert anstelle von thermischer Energie. Durch den vernachlässigbaren Dampfdruck von IL wird ein Verdunstungsverlust des Lösungsmittels vermieden. Das quasi-isotherme Prozessdesign führt zu einem deutlich reduzierten Energiebedarf.

Das restliche CO_2 sowie Restfeuchte und H_2S werden adsorptiv entfernt. Hierzu ermöglichen verschiedene Adsorbentien eine selektive Abtrennung. Bei großtechnischen Anwendungen werden die beladenen Adsorbentien in Wechselbehältern ebenfalls durch Druckreduktion (PSA, Pressure Swing Adsorption) oder Temperaturerhöhung (TSA, Temperature Swing Adsorption) regeneriert.

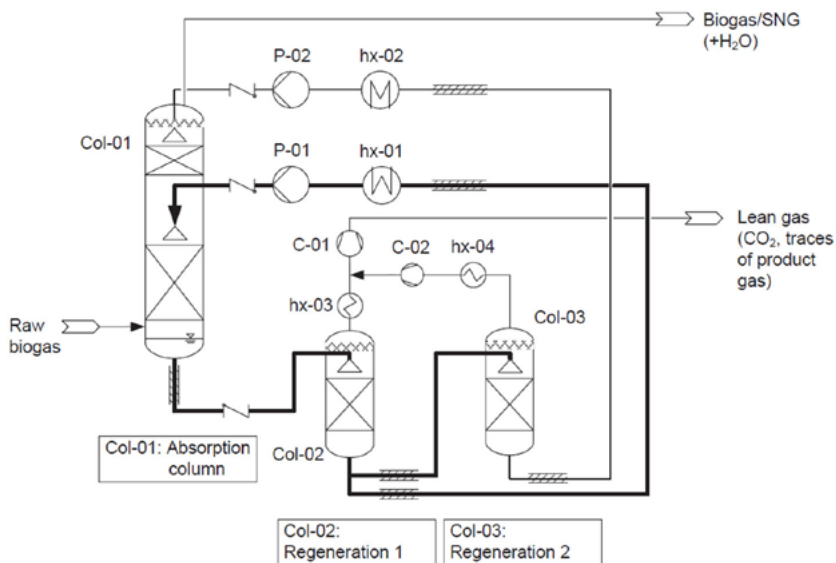


Abb. 3: Prozesskonzept für eine nahezu iso-thermische chemische CO_2 -Wäsche mit ionischen Fluiden (IL ionic liquids) (© Ortloff et al. 2018)

Die Gaswäsche mit ionischen Flüssigkeiten sowie die weiteren Schritte der Gasfeinreinigung vor der anschließenden Verflüssigung werden auf dem gleichen Hochdruckniveau (ca. 7 bis 10 bar) wie der MR betrieben. Der erhöhte Druck in allen Pro-bioLNG-Prozessen, hervorgerufen durch die Biogasproduktion der Mikroorganismen, bietet auch bei der abschließenden Verflüssigung energetische Vorteile und reduziert die benötigten Volumina der Reaktoren durch eine Verlängerung der Verweilzeit der komprimierten Gase. Dies erhöht den Gesamtwirkungsgrad der Pro-bioLNG-Prozesskette erheblich.

2.4 Verflüssigung und Transport

Fossiles LNG aus großen Erdgasvorkommen wird durch sogenannte Baseload-Anlagen mit Kapazitäten von mehreren Millionen Tonnen pro Jahr produziert und anschließend per Schiff befördert. Small-scale-Anlagen mit Kapazitäten von einigen tausend Tonnen pro Jahr bis hin zu Jahresproduktionen von 300.000 Tonnen werden momentan genutzt, um als Peakshaver Spitzenlasten auszugleichen und sind ans Erdgasnetz angeschlossen. Sie können darüber hinaus die lokale Nachfrage decken und sind eine der Schlüsseltechnologien bei der Herstellung von Bio-LNG. Es existieren verschiedenste Prozesse zur Verflüssigung von Erdgas. Die Konzepte für Baseload-Anlagen und größere Peakshaver können sich von Kleinverflüssigern mit bis zu 20.000 Jahrestonnen stark unterscheiden.

Baseload-Anlagen werden häufig mit in Reihe geschalteten Reinstoff-Kältekreisläufen betrieben. Reinstoffe haben den Vorteil, dass Leckagen die Eigenschaften des Kreislaufmediums nicht beeinflussen. Außerdem sind Reinstoff-Kreisläufe aufgrund des konstanten Temperaturniveaus einfach auszulegen. Neben Kohlenwasserstoffen wie Methan oder Ethen kann Stickstoff als Kältemittel verwendet werden, wodurch bei Leckagen des Kältekreislaufes keine brennbare Atmosphäre entstehen kann. Die Verflüssigung des Erdgases durch solche Kaskaden erfolgt aufgrund der isothermen Verdampfung des Kältemittels bei unterschiedlichen Temperaturniveaus. Hierdurch wird der Temperaturverlauf des Erdgases bei der Verflüssigung abgebildet, um die Wärmetauscher effizient betreiben zu können

Für mittelgroße und kleinere Verflüssigungsanlagen mit Kapazitäten von wenigen tausend bis einigen hunderttausend Tonnen pro Jahr wurden unterschiedlichste Verfahren entwickelt, weshalb nur exemplarisch auf einige Prozesse eingegangen wird. Beispielsweise hat sich die finnische Firma Wärtsilä durch eine Vielzahl installierter Anlagen im Bereich der Small-Scale-Verflüssigung etabliert (Abb. 4). Die Anlagen werden neben der Verflüssigung von Erdgas auch zur Produktion von Bio-LNG aus Biogas eingesetzt. Es wird zwischen zwei Anlagengrößen unterschieden. Für Kapazitäten von 20.000 bis 300.000 t/a wird ein Reverse-Brayton-Prozess verwendet, bei dem ausschließlich Stickstoff als Kältemittel dient. Der spezifische Energiebedarf von 0,35 kWh/kg LNG

liegt im Bereich von Baseload-Anlagen. Ein ähnliches Anlagenkonzept mit optimiertem Strombedarf bietet die Air-Liquide-Gruppe mit ihrer Turbofin-Technologie im Kapazitätsbereich von 50.000 bis 200.000 t/a an. Für Kleinstverflüssiger bis minimal 2.000 t/a LNG wird ein einstufiger Gemischkältemittel-Kreislauf mit einem Energiebedarf von 0,7 kWh/kg LNG verwendet.

Beim LNG-Import von Baseload-Anlagen im Ausland wird das Flüssiggas durch LNG-Tankschiffe mit Tankvolumina von über 100.000 m³ transportiert. Dabei verdampft das Flüssiggas mit einer Boil-off-Rate von 0,1 bis 0,15 % der Gesamtmenge pro Tag (Gerdsmeyer und Isalski 2005). Dieses Gas wird zum Antrieb des Tankers verwendet oder an Bord rückverflüssigt. Am Importterminal wird das LNG in Speichertanks gepumpt oder in Bunkerschiffen gelagert. Diese dienen gleichzeitig der Betankung von LNG-betriebenen Schiffen jeglicher Art. Zum Weitertransport kann LNG auf kleinere Tankschiffe umgeladen werden. Hier sei beispielhaft die Pioneer Knutsen genannt, welche eine Kapazität von 1.100 m³ LNG hat und an der norwegischen Küste LNG verteilt.

Der Transport von LNG mit dem LKW ist einerseits mit einem Auflieger und Contai-

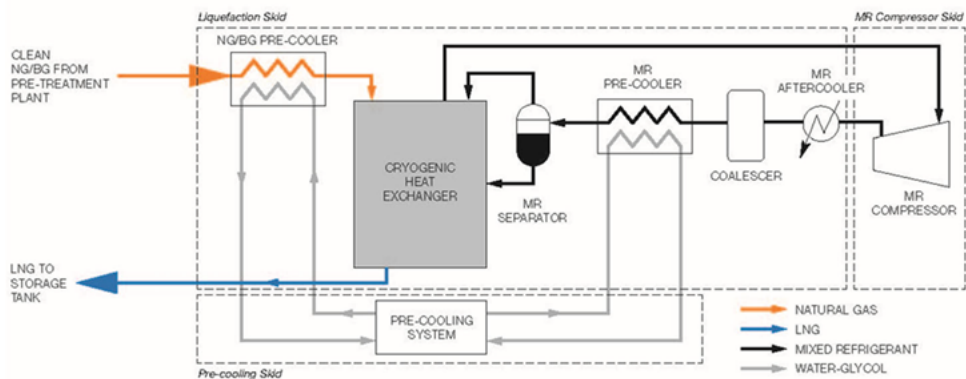


Abb. 4: Wärtsilä-MR-Prozess für Verflüssigungsanlagen bis 50 t/d (© Wärtsilä Corporation)

nern und andererseits mit einem LKW-Tankwagen möglich. Der Vorteil des LKW-Transports liegt in der gut ausgebauten Verkehrsinfrastruktur in Deutschland sowie dem flexibleren Einsatz als beim Schiffs- oder Zugtransport, allerdings werden deutlich kleinere Mengen spezifisch teurer transportiert. Der Tank muss druckfest sein, da das LNG bei bis zu 22 bar transportiert wird. Dadurch wird die Boil-off-Rate reduziert und ermöglicht den Transport über mehrere Tage (Fahl et al. 2009). Die Tankwagen transportieren je nach Ausführung 40 bis 50 m³ LNG (Chart Inc. 2021).

LNG-Speichersysteme werden im Wesentlichen in zwei Bauformen ausgeführt: als Kugeltank oder als Doppelbehältertank. Kugeltanks haben einen Durchmesser von über 40 m und bestehen aus tieftemperaturfestem Aluminium oder Nickelstahl. Es handelt sich um das gleiche Prinzip wie beim Hochdruckkugelgasbehälter, ergänzt um eine Isolationsschicht. Der Doppelbehältertank besteht aus einem Innentank aus tieftemperaturfestem Aluminium oder Nickelstahl mit einer zusätzlichen Außenhülle aus Kohlenstoffstahl oder Beton und ist für Temperaturen von -162 °C und Systemdrücke von 20 bar ausgelegt.

2.5 Nutzung von Bio-LNG

Im Rahmen von Pro-bioLNG werden zudem verschiedene Antriebskonzepte für LNG-betriebene Landmaschinen untersucht. Die verschiedenen Antriebskonzepte ergeben sich aus der stark unterschiedlichen Nutzung der verschiedenen Fahrzeuge je nach landwirtschaftlichem Betrieb. Bei einem Traktor, der häufig, aber oft nur mit einer sehr geringen Dauer eingesetzt wird, bis hin zu einem Mähdrescher, der während der Erntezeit rund um die Uhr arbeitet, ergeben sich Herausforderungen, die unter Betrachtung der Fahrprofile bereits bei der Entwicklung der Antriebskonzepte berücksichtigt werden müssen. Auf diese Weise lassen sich die Ergebnisse dieser theoretischen Betrachtung nach Projektende besser in die Praxis übertragen und eine Markteinführung leichter realisieren.

Ein weiterer Fokus der Untersuchungen liegt in der praktischen Umsetzung der Motor- und Tankintegration auf Erntemaschinen, Auswirkungen des zyklischen Maschinenbetriebs sowie Bestimmung und Optimierung von zu installierender Speicherkapazität. Bei allen theoretischen Untersuchungen wird immer der so genannte Boil-Off-Effekt berücksichtigt, bei dem durch die Erwärmung des Tanks Methan entnommen werden muss. Dieses Methan wird in großtechnischen Anlagen häufig einfach abgebrannt. Alternative Möglichkeiten sind die Nutzung des Methans zur Rückkühlung des Tanks oder der Antrieb von Verbrauchern, die auch im Stillstand des Traktors mit Energie versorgt werden müssen bzw. die Rückkopplung mit der Biogasanlage.

3 Fazit

Das Pro-bioLNG-Verfahren koppelt die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr und gibt somit die Freiheit, Energie in unterschiedlichen Formen bereitzustellen. Diese Flexibilität ist ein wichtiges Merkmal unseres künftigen Energiesystems. Die Verbundpartner demonstrieren im Projekt die gesamte Prozesskette von der Bereitstellung der Eingangsstoffe bis zur Betankung des flüssigen Biomethans. Das Projekt eröffnet Perspektiven, wie sich auch schwere, landwirtschaftliche Maschinen CO_2 -neutral betreiben lassen.

Aus heutiger Sicht erscheint der Einsatz von Bio-CNG- bzw. Bio-LNG-Konzepten insbesondere für LKW sowie für Busse des ÖPNV interessant. Hier lassen sich sehr einfach Standardtanks für diese methanbasierten Kraftstoffe in die Fahrzeugkonzepte integrieren. Aufgrund der Regelungen der RED II sowie der CVD steigt derzeit die Nachfrage nach methanbasierten Kraftstoffen – produziert aus Gülle oder organischen Reststoffen – aufgrund des guten CO₂-Footprints sehr schnell an. Methanbasierte Kraftstoffe können im günstigsten Fall rechnerisch einen Bus- und Schwerlastverkehr ermöglichen, der CO₂-neutral ist. Hier eröffnen sich sehr interessante Perspektiven für die Betreiber von Biogasanlagen.

Literatur

- Ays, I.; Geimer, M. (2019): Methane-Fuel cell-CCS-Drive: the emission-free working machine. 7. Fachtagung Hybride und energieeffiziente Antriebe für mobile Arbeitsmaschinen, 20.02.2019, Karlsruhe. S. 143–163
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2020): Referentenentwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote. www.bmu.de, Zugriff am 22.09.2020
- Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (2021): Gesetzentwurf über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge. <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/K/clean-vehicles-directive.html>, Zugriff am 12.05.2021
- Chart Inc. (2021): LNG Transport Trailers. http://files.chartindustries.com/14722928_TransportTrailers.pdf, Zugriff am 11.05.2021
- DENA (2015): LNG in Deutschland: Flüssigerdgas und erneuerbares Methan im Schwerlastverkehr. Berlin, Deutsche Energie-Agentur GmbH
- Fahl, U.; Härdtlein, M.; Özdemir, E.D.; Rath-Nagel, S.; Remme, U.; Eltrop, L. (2009): Möglichkeiten der LNG-Nutzung in Baden-Württemberg. http://www.zfes.uni-stuttgart.de/downloads/LNG_IN_BW_090313.pdf, Zugriff am 12.05.2021
- Gerdsmeier, K-D.; Isalski, W.H. (2005): On-Board Reliquefaction for LNG ships. http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4215/innhold/LNG%20Conferences/2005/SDS_TIF/050202.pdf, Zugriff am 07.07.2021
- Illi, L.; Lecker, B.; Lemmer, A.; Müller, J.; Oechsner, H. (2021): Biological methanation of injected hydrogen in a two-stage anaerobic digestion process. *Bioresource Technology* 333. DOI: 10.1016/j.biortech.2021.125126
- Lemmer, A.; Ullrich, T. (2018): Effect of different operating temperatures on the biological hydrogen methanation in trickle bed reactors. *Energies* 11(6), DOI: 10.3390/en11061344
- NGVA Europe (2017): Greenhouse Gas Intensity of Natural Gas. Brüssel (Belgien), Natural & Bio Gas Vehicle Association
- Ortloff, F.; Roschitz, M.; Ahrens, M.; Graf, F.; Schubert, T.; Kolb, T. (2018): Characterization of functionalized ionic liquids for a new quasi-isothermal chemical biogas upgrading process. *Separation and Purification Technology* 195, pp. 413–430, DOI: 10.1016/j.seppur.2017.12.014

Ullrich, T.; Lemmer, A. (2019): Performance enhancement of biological methanation with trickle bed reactors by liquid flow modulation. *GCB Bioenergy* 11(1), pp. 63–71, DOI: 10.1111/gcbb.12547

Ullrich, T.; Lindner, J.; Bär, K.; Mörs, F.; Graf, F.; Lemmer, A. (2018): Influence of operating pressure on the biological hydrogen methanation in trickle-bed reactors. *Bioresource Technology* 247, pp. 7–13, DOI: 10.1016/j.biortech.2017.09.06

Umweltbundesamt (2021a): Erneuerbare Energien in Zahlen. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#statusquo>, Zugriff am 30.6.2021

Umweltbundesamt (2021b): Erneuerbare Energien im Verkehr. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/erneuerbare-energie-im-verkehr>, Zugriff am 30.06.2021

Förderhinweis

Das Verbundvorhaben „Pro-bioLNG: Innovative Prozesskette zur ressourceneffizienten Erzeugung von Bio-LNG“ wird unter dem Förderkennzeichen O3SF0578 über den Projektträger Jülich, Forschungszentrum Jülich GmbH, vom Bundesministerium für Bildung und Forschung gefördert. Wir danken für die gute Zusammenarbeit.

An dem Verbundforschungsprojekt sind neben der Universität Hohenheim die Projektpartner DVGW-EBI mit den Bereichen Gastechnologie und Wasserchemie aus Karlsruhe, das Teilinstitut für Mobile Arbeitsmaschinen des KIT Karlsruhe sowie die Firmen Air Liquide Forschung und Entwicklung GmbH, die Claas Selbstfahrende Erntemaschinen GmbH sowie die Liquid 24/7 GmbH beteiligt. Wir danken allen Projektbeteiligten für die gute und vertrauensvolle Zusammenarbeit.



Neue Geschäftsmodelle für Bioenergiedörfer – Auswirkungen auf die Nahwärmenetze

JAN KELCH, MARIANNE KARPENSTEIN-MACHAN, INES WILKENS

1 Einleitung

Bioenergiedörfer (BED) sind die Vorreiter für die Wärmewende in den ländlichen Kommunen; sie haben unter Bürgerbeteiligung eine Nahwärmeinfrastruktur entwickelt und nutzen sie gemeinschaftlich. Rund 833 Kilometer Nahwärmenetze wurden in 170 BED verlegt und damit mehr als 26.000 Haushalte mit Wärme versorgt. Fokussierte das ursprüngliche Konzept vor circa 20 Jahren auf der Strom- und Wärmebereitstellung mithilfe der Biogastechnologie, ergänzt durch Back-up-Wärmesysteme wie z.B. Holzheizwerke, haben sich die Bioenergiedörfer mittlerweile weiterentwickelt und in erneuerbare Energien wie Solarthermie, Photovoltaik und Windkraft investiert. Diese sollten sinnvollerweise zukünftig zu einem regionalen Gesamtkonzept zur bedarfsgerechten erneuerbaren Energieerzeugung integriert werden. Das Ende der 20-jährigen EEG-Vergütung ist in den meisten Dörfern in 4 bis 10 Jahren erreicht. Derzeit wird der hauptsächlichste Anteil der Einnahmen in den BED durch den Stromverkauf generiert. Daher ist es notwendig, nach Beendigung der EEG-Einspeisevergütung neue Geschäftsmodelle für die Zukunft der BED zu entwickeln und auf den Weg zu bringen. Das Forschungsprojekt „Innovative Konzepte und Geschäftsmodelle für zukunftsfähige Bioenergiedörfer – klimafreundlich, demokratisch, bürgernah“ der Universitäten Kassel und Göttingen untersucht in einem dreijährigen Projekt (2019 bis 2022) mögliche neue Geschäftsfelder und stellt in dem Onlineportal „Energiewendedörfer.de“ Handlungsempfehlungen für die Dörfer bereit. Die Empfehlungen beruhen auf eigenen Recherchen und Berechnungen sowie auf der Zusammenarbeit mit den beiden Partnerbioenergiedörfern Altenmellrich und Wollbrandshausen/Krebeck und einem Expertenbeirat. Gemeinsam werden verschiedene Zukunftsoptionen diskutiert und hinsichtlich Praxistauglichkeit bewertet.

Die vorliegende Veröffentlichung ist in zwei Teile gegliedert. Teil 1 stellt den Status quo der BED in Bezug auf die technische Ausstattung und die Infrastruktur der Nahwärmenetze dar, während im 2. Teil eine ausgewählte Studie aus der Zusammenarbeit mit einem Partnerbioenergiedorf vorgestellt wird: Wirtschaftlichkeit der Biomethanherzeugung und Betrieb einer Hoftankstelle mit Solarthermie als ergänzende Wärmequelle.

2 Status quo der Bioenergiedörfer

2.1 Methode und Datenbasis

Als Datenbasis wurden zunächst Datenblätter genutzt, die bei der Fachagentur nachwachsende Rohstoffe (FNR) unter <https://bioenergiedorf.fnr.de/> verfügbar sind. Zum Stand 30.04.2021 waren 170 BED sowie 42 Dörfer, die sich auf dem Weg zum BED befinden, bei der FNR gelistet. Die Auswertungen in diesem Artikel beziehen sich ausschließlich auf die 170 BED. Ergänzend zu den Datenblättern wurden die Internetauftritte der BED und Daten aus dem Marktstammdatenregister ausgewertet (Stand 2021).

Um einen persönlichen Einblick in die BED zu bekommen, wurden 2020 darüber hinaus in 22 Dörfern leitfadengestützte Interviews mit Projektverantwortlichen vor Ort geführt.

Die Auswahl der BED erfolgte nach verschiedenen technischen, sozialen und landwirtschaftlichen Kriterien (u. a. Vielfalt der Wärmeerzeuger, Schwerpunkt nachhaltige Biomassennutzung, technische Innovationen wie z.B. Flexibilisierung, absehbare Restlaufzeit). Schwerpunkte der Befragung lagen auf den Erfolgs- und Hemmnisfaktoren der Projekte sowie auf den Zukunftsperspektiven der BED nach Auslaufen der EEG-Förderung. An die nicht besuchten BED und die Anwärter-BED wurde ein Fragebogen per Post gesandt, ergänzt durch einen Fragebogen der online zur Verfügung gestellt wurde. Achtundzwanzig Fragebögen kamen ausgefüllt zurück, fünf davon durch Anwärter-BED.

2.2 Ausgewählte Ergebnisse

Start der Energieversorgung in den BED

Die ersten BED sind im Jahr 2005 an den Start gegangen (n = 19), es folgten 2006 bis 2011 weitere 142 Dörfer, mit hohen Zuwächsen insbesondere in den Jahren 2006 (n = 30), 2010 (n = 31) und 2011 (n = 39). Für die Jahrgänge 2005 und 2006 ist die Dringlichkeit über neue Geschäftsideen nachzudenken am größten, da sie bereits in 4 bis 5 Jahren aus der EEG-Vergütung herausfallen. Finden sie keine neuen Geschäftsmodelle für ihre Energieanlagen, kann der Worst Case eintreten: Stilllegung des Biogas-BHKW. Dann werden alternative Wärmequellen notwendig, um über das Nahwärmenetz weiterhin die Wärmekunden zu versorgen.

Wärmequellen bis dato

Abbildung 1 zeigt die Kombinationsvielfalt der Wärmequellen in 170 BED. Eine Vielfalt an verschiedenen Wärmequellen erhöht die Versorgungssicherheit der Wärmekunden. Am häufigsten ist das Biogas-BHKW als Wärmequelle vertreten, oft in Verbindung mit einem Holzkessel, ergänzt durch einen Ölkessel als Spitzenlastkessel.

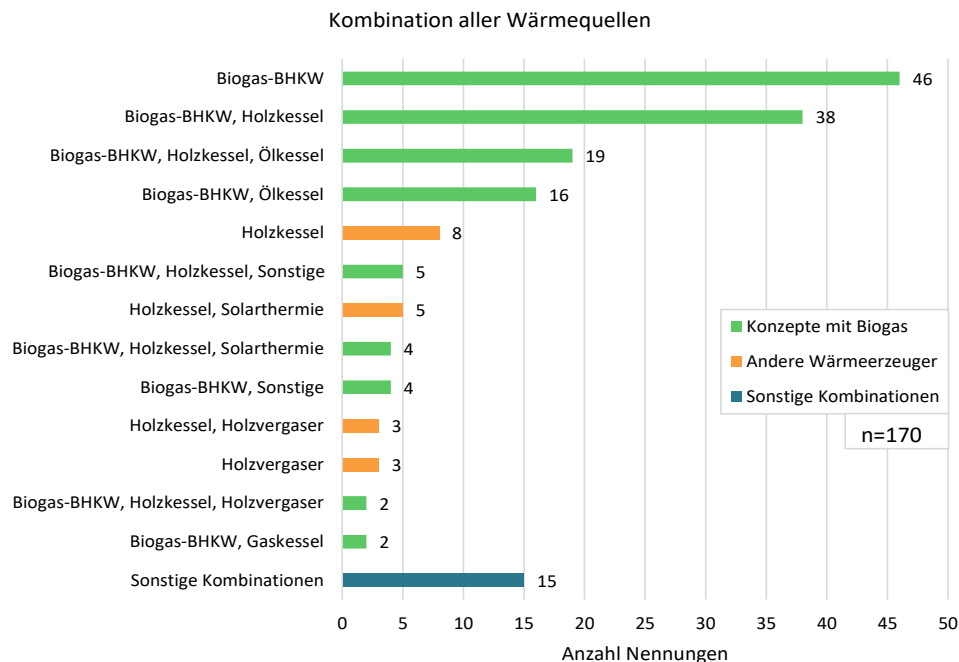


Abb. 1: Kombinationen der Wärmequellen in 170 Bioenergiedörfern

Dass in 46 BED nur ein oder mehrere Biogas-BHKWs als Wärmequelle angegeben wurden, ist ungewöhnlich, kann aber darauf zurückzuführen sein, dass zur Absicherung der Wärme mehrere BHKWs betrieben werden oder auf einen mobilen Kessel als Spitzenlast zugegriffen wird. Möglicherweise wurden aber auch nicht alle redundanten Wärmequellen angegeben. In 9 Dörfern ist die Solarthermie als weitere Wärmequelle vertreten und in 8 Dörfern kommen Holzvergaser zur Anwendung. Sechs von diesen 8 Dörfern haben keine Biogasanlage, sie setzen vollständig auf holzige Biomasse als Energiequelle.

In der Summe haben 83,5 % der 170 Dörfer ein oder mehrere Biogas-BHKWs, die als Wärmequelle dient, sind also BED im klassischen Sinne mit Biogasanlage und Nahwärmenetz.

Sicherstellung der Wärmelieferung – Redundanzkessel

In BED ist die Sicherung der Wärmelieferung ein wichtiges Thema. Die überwiegende Anzahl der Haushalte in BED hat ihre eigene Wärmeversorgung aufgegeben und sich an das Nahwärmenetz angeschlossen. Die meisten BED haben unabhängig voneinander zu betreibende Heizsysteme, die bei Ausfall des BHKW zur Anwendung kommen können. In vielen, aber nicht allen Dörfern, sichern die Betreiber den Wärmekunden eine Vollversorgung mit Wärme zu (Karpstein-Machan et al. 2013). Eine quantitative Aussage zum Thema Vollversorgung in 170 BED kann derzeit nicht abgeleitet werden. Sehr niedrige

Wärmepreise deuten oft auf mangelndes Vorhandensein von Redundanzen beim Betreiber hin, sodass Wärmekunden zusätzlich eigene Zusatzheizungen vorhalten müssen. Damit die Betreiber der BED mit Vollversorgung ihren Wärmekunden jederzeit in ausreichender Menge Wärme liefern können, werden Redundanzkessel bzw. Spitzenlastkessel betrieben. Vierzig Dörfer geben an, einen Spitzenlastkessel zu betreiben. Die thermische Leistung der Redundanzkessel reicht von 77 bis 18.000 kW, der Mittelwert liegt bei 1.111 kW. Als Spitzenlastkessel werden in der Mehrheit Ölkessel eingesetzt (n = 31), aber auch Kombinationen aus Öl- und Gaskesseln (n = 5), Gaskessel allein (n = 2), Bioölkessel (n = 2) und Erdgas-BHKW (n = 1) kommen zum Einsatz.

Anschlussquoten an das Nahwärmenetz und Netzlängen

Eine Korrelationsbeziehung zwischen der Anzahl der Haushalte und den Netzlängen in 141 BED zeigt, dass mit zunehmender Dorfgröße (Anzahl der Haushalte) die prozentuale Anschlussquote sinkt. Die Beziehung ist zwar nicht sehr eng, nur rund 38 % der Varianz wird durch die Anschlussquote erklärt. Dennoch ist die Aussage der Beziehung im Prinzip richtig, denn Erfahrungen in Praxisprojekten zeigen, dass es in größeren Ortschaften schwieriger ist, eine hohe Anschlussquote zu erreichen (> 50 %), da die Menschen weniger untereinander vernetzt sind (z.B. durch Vereine) und „anonymer“ leben. Dies erschwert den Informationsaustausch und die Mobilisierung zum freiwilligen Anschluss an ein Nahwärmenetz.

Das durchschnittliche gewichtete Mittel der Netzlängen über alle Dörfer beträgt 4,9 Kilometer, mit einer Spannbreite von 0,65 bis 17 Kilometern. Daraus errechnet sich eine Gesamtnetzlänge für 170 Bioenergiedörfer von 833 Kilometern.

Wärmepreise in den Bioenergiedörfern

Aktuelle Wärmepreise konnten durch die Interviews in Jahr 2020 für 17 BED ermittelt werden. Karpenstein-Machan et al. (2013) und Karpenstein-Machan (2017) haben in 2011 und 2016 die Vollkosten der Nahwärmeversorgung in 20 BED auf Basis des Grund- und Arbeitspreises, der Anschlussgebühr, der Einlage in die Gesellschaft sowie der kalkulatorischen Zinsen für Anschlussgebühr und Einlage in die Gesellschaft ermittelt und den Vergleich zu den Heizkosten, die bei der Wärmeerzeugung mit einem eigenen Heizölkessel entstehen (Fixkosten für Anschaffung Ölheizung, Öllager, Schornsteinfegergebühren, Reparatur und Wartung), dargelegt. Im Mittel aller 20 Bioenergiedörfer lagen die Kosten für die Nahwärmeversorgung im Jahr 2011 bei 2.278 €/a inklusive Mehrwertsteuer. Beim Vergleich mit einer Ölzentralheizung unter Berücksichtigung der Fixkosten, des Ölpreises 2011 (85 ct/l inklusive Mehrwertsteuer) und des Wirkungsgradverlustes der Ölheizung kommt man zu jährlichen Gesamtkosten für eine Ölzentralheizung von 4.320 €. Die Nahwärme war damit in 2011 im Mittel um 48 % günstiger. Im Jahr 2016

wurden die Nahwärmepreise in den gleichen BED wieder erhoben und lagen durchschnittlich um 9 % höher als in 2011. Die Vollkosten der Nahwärme betragen im Jahr 2016 2.482 €. Die Wärmegestehungskosten einer Ölheizung lagen 2016 bei 3.370 €. Trotz gesunkener Ölpreise (0,51 €/l inklusive Mehrwertsteuer) war die Nahwärmeversorgung in 2016 immer noch um 26 % günstiger als das Heizen mit Öl.

Basierend auf den Interviews aus 2020 lagen die Nahwärmepreise bei 17 Dörfern (andere Dörfer als 2011 und 2016), bei weiter gesunkenem Ölpreis (0,49 ct/l) um circa 30 % unter den Heizölkosten. Diese deutliche Kosteneinsparung bei der Nahwärme ist auch der Kopplung der Nahwärmepreise an die Ölpreisentwicklung in einigen Dörfern geschuldet (Abb. 2). Der Wärmepreis (Arbeitspreis+ Grundpreis) lag im Durchschnitt der befragten Dörfer bei knapp 6,5 ct/kWh.

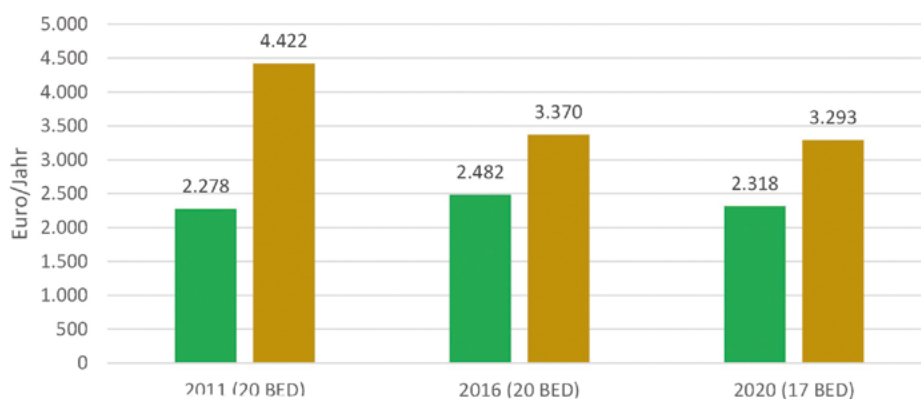


Abb. 2: Vergleich der jährlichen Vollkosten bei Nahwärmeversorgung und Ölzentralheizung

Wärmedichte in Netzen der BED

Die Wärmedichte (Wärmeabnahme pro Meter Trassenlänge) liegt im Bundesdurchschnitt bei Fernwärmenetzen über 3.000 kWh/(m/a) (AGFW 2019). In ländlichen Nahwärmenetzen wird dieser Wert weit unterschritten, da dort die Bebauung weitläufiger ist. Im Mittel von 53 Dörfern konnte eine Wärmedichte von 891 kWh pro Trassenmeter ermittelt werden. Die Spannweite reicht jedoch von 5.538 kWh/m (Versorgung von Hotels und Ferienhäusern) im Maximum bis 133 kWh/m im Minimum. In vielen Dörfern ist noch Potenzial für weitere Anschlüsse vorhanden. In den Partnerbioenergiedörfern Wollbrandshausen/Krebeck sind in den letzten 10 Jahren 54 (31 %) Wärmekunden, in Altemellrich 18 (30 %) Wärmekunden hinzugekommen, weitere Verdichtung ist möglich. Es ist jedoch nicht davon auszugehen, dass Wärmedichten wie in städtischen Fernwärmenetzen zu erreichen sind.

3 Studie im Reallabor: Szenarien für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb des Bioenergiedorfs

Es wurde beispielhaft für ein Bioenergiedorf untersucht, ob die Biogasanlage nach Ablauf der 20-jährigen EEG-Förderung in 2030 mit der 10-jährigen Anschlussförderung wirtschaftlich weiterbetrieben werden kann, um die netzgebundene Wärmeversorgung sicherzustellen. Um den Anreiz des EEG für eine stromgeführte Fahrweise auszugleichen und die Ausnutzung des Biogases und der Wärme zu optimieren, wird eine Methanisierungsanlage zur Kraftstoffbereitstellung über eine Hoftankstelle in das Konzept integriert und auf Wirtschaftlichkeit geprüft.

In dem Bioenergiedorf fallen jährlich etwa 16,1 GWh/a BHKW-Abwärme an. Ein Biogas-BHKW steht direkt am Standort der Biogasanlage, um diese mit Prozesswärme zu versorgen. Mit einem jährlichen Wärmebedarf des Fermenters von etwa 1,8 GWh/a und der Gärresttrocknung von etwa 5,0 GWh/a liegt der Eigenwärmebedarf der Biogasanlage am Anlagenstandort bei insgesamt ca. 6,8 GWh/a. Während der Fermenter kontinuierlich und in Abhängigkeit der Außentemperatur beheizt wird, kann die Gärresttrocknung laut Anlagenbetreiber zeitlich flexibel erfolgen. Weitere BHKWs befinden sich in der Heizzentrale zur Nahwärmeversorgung der insgesamt 224 Wohngebäude und sind über eine Biogasleitung angebunden. Diese Satelliten-BHKWs produzieren jährlich etwa 9,3 GWh/a an Abwärme, wovon rund 6,7 GWh/a der Nahwärmeversorgung dienen. Die restlichen 2,6 GWh/a Abwärme werden ungenutzt mithilfe von Tischkühlern an die Umgebung abgegeben.

3.1 Methodik und wichtige Annahmen

In Tabelle 1 sind die Szenarien mit ihren technischen Annahmen aufgeführt. Szenario 1 betrachtet den Weiterbetrieb der Biogasanlage mit der 10-jährigen Anschlussförderung nach EEG 2021. Weitere Rahmenbedingungen wie ein veränderter Substratmix durch den Maisdeckel und ein erhöhter Wärmebedarf durch Nahwärmenetzverdichtung werden dabei berücksichtigt. Da die Flexibilitätsprämie in Anspruch genommen wurde, wird entsprechend § 50 a Abs. 1 EEG 2021 kein Flexibilitätszuschlag berücksichtigt. Um eine effizientere Nutzung der BHKW-Abwärme zu untersuchen, wird ein rein wärmegeführter BHKW-Betrieb zusammen mit einer Kraftstoffproduktion und Vermarktung über eine Hoftankstelle analysiert (Szenario 2). Inwieweit sich weitere Biogasüberschüsse durch den Zubau einer Solarthermieanlage auf die Wirtschaftlichkeit mit Hoftankstelle auswirken, wird in Szenario 3 untersucht.

Bei der Nahwärmeversorgung wird ausgehend von 224 Anschlussnehmern in 2019 eine Verdichtung um 40 weitere Anschlüsse bis 2030 und danach konstant bleibende Anschlussnehmerzahl angenommen. Daraus ergibt sich inklusive der Wärmeverteilungs-

verluste eine jährliche Wärmeeinspeisung der Nahwärmeversorgung von 7,5 GWh/a, auf deren Grundlage das Heizlastprofil für die Nahwärmeversorgung erstellt wird. Im Gegensatz zur Nahwärmeversorgung (und Gärresttrocknung) liegen für die Fermenterbeheizung keine Messdaten vor. Daher wird der jährliche Fermenterwärmebedarf mithilfe der gemessenen BHKW-Stromproduktion am Biogasanlagenstandort, des geschätzten elektrischen sowie thermischen BHKW-Jahresnutzungsgrades und der gemessenen Jahreswärmemenge für die Gärresttrocknung bestimmt. Für die Erstellung des Fermenter-Heizlastprofils wird der Jahreswärmebedarf anhand der Außentemperatur (Tagesmittelwerte) und der Betriebstemperatur des thermophilen Fermenters von 55 °C übers Jahr verteilt. Die für das Nahwärmenetz und den Fermenter hergeleiteten Heizlastprofile basieren auf Wetterdaten aus Meteonorm (Meteonorm Software-Version 7, <https://meteonorm.com/>) (IPCC-Szenario A2 für 2030) nach dem Hellwig-Verfahren (Hellwig 2003). Die Biogasproduktionsrate wird innerhalb der Szenarien jeweils übers Jahr als konstant angenommen, unterscheidet sich jedoch zwischen den Szenarien. In Szenario 1 (ohne Kraftstoffnutzung) entspricht die Biogasproduktionsrate der aktuellen Produktion, während die Biogasproduktion in Szenario 2 und 3 (mit Kraftstoffnutzung) durch eine Anpassung des Substrateinsatzes um 10 % erhöht wird, um mehr Biogasüberschüsse für die Kraftstoffproduktion zu erhalten.

Tab. 1: Technische Annahmen der Szenarien

Technische Annahmen	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Biogasjahresproduktion	MNm ³	7,18	7,90	7,90
Stündliche Biogasproduktionsrate	Nm ³ /h	820	902	902
Methantankstelle	-	-	ja	ja
Solarthermie	-	-	-	ja

Als Bewertungsgrundlage werden für alle Szenarien die Wärmegestehungskosten (Levelized Costs of Heat oder kurz LCoH) berechnet und der Betrachtungszeitraum für eine 10-jährige Anschlussförderung von 2030 bis 2039 gewählt. Zur Berechnung des LCoH wird die Inflation mit 1,8 %/a, der Kalkulationszins mit 3 %/a und die Preissteigerungsraten für Hilfsenergie (Strom) mit -0,3 %/a sowie für Biogas mit +0,5 %/a angenommen.

Für die Aufbereitung des Rohbiogas zu Biomethan wird das Membrantrennverfahren ausgewählt, welches sich in den letzten Jahren in der Praxis durchgesetzt hat. Die Näherungsfunktion zur Ermittlung der Investitions- und Betriebskosten für die Gastankstellen wurde aus sieben Angeboten von Tankstellenbetreibern ermittelt. Die Kosten für die Methanisierung wurden nach Beil et al. (2019) bestimmt. Basierend auf der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) wird eine Treibhausminderung (THG) berechnet und die Veräußerung von THG Minderungszertifikaten einkalkuliert. Der Betreiber der Tankstelle

behält hierbei nur die zur Erfüllung der 6-%-THG-Minderung erforderliche THG-Quotenmenge, der Überschuss wird veräußert. Die hier genutzten Annahmen für die Szenarien sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Die zentrale Annahme für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit der Hoftankstelle ist in diesem Artikel die vollständige Veräußerung des Biomethans. Weitere Annahmen und Details zum Betrieb der Tankstelle können unter www.energie-wendedoerfer.de eingesehen werden.

Tab. 2: Wichtige Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Kraftstoffszenarien

Annahmen Methantankstelle	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Methanisierungskosten (Membrantrennverfahren) ¹⁾	Ct/kWh _{Rohbiogas}	-	2,21	1,96
Tankstellenkosten ²⁾	Ct/kWh _{Methan}	-	2,43	2,27
Erlös durch CO ₂ -Quotenpreis ³⁾	€/t CO ₂ eq	-	200	200
CNG-Verkaufspreis ⁴⁾	Ct/kg	-	92	92

¹⁾ Basierend auf Daten von Beil et al. (2019) sowie Dunkelberg et al. (2015).

²⁾ Basierend auf verschiedenen Angeboten von Tankstellenanbietern.

³⁾ Gökgötz et al. (2020).

⁴⁾ Gökgötz (2019).

Tabelle 3 gibt einen Überblick über die angenommenen Investitionskosten für die Wärmeversorgung. Da die Biogasanlage und das Nahwärmenetz im Jahr 2030 abbezahlt sind, werden für die Bestandsanlagen keine kapitalgebundenen Kosten berücksichtigt. Unter den Ersatzinvestitionen ist der Austausch der Biogaskessel, des BHKW, der Hausübergabestationen und der Netztechnik berücksichtigt. Als Netzverdichtung sind die angenommenen Investitionen der Hausanschlussleitungen und -übergabestationen für die Gebäude zusammengefasst, die sich nachträglich anschließen lassen. Bei der Berechnung der LCoH gehen jeweils auch die Restwerte der getätigten Investitionen entsprechend der jeweils unterstellten Lebensdauer mit ein.

Tab. 3: Investitionen für die Wärmebereitstellung mit und ohne Berücksichtigung aktueller Förderprogramme (Bundesförderung für effiziente Gebäude, Kreditanstalt für Wiederaufbau)

Investitionen für die Wärmebereitstellung in k€	Ohne Förderung			Mit Förderung		
	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Ersatzinvestitionen	5.000			4.700		
Netzverdichtung	400			260		
Solarthermie	-	-	1.900	-	-	960

3.2 Beispielhafte Simulationsergebnisse des Biogasüberschussprofils für die Kraftstoffproduktion (Szenario 3)

Für die Wirtschaftlichkeit der Methantankstelle ist eine möglichst hohe Auslastung der Methanisierungsanlage (hohe Vollbenutzungsstunden) von großer Bedeutung, um Skaleneffekte zu erzielen (Beil et al. 2019). Diese Auslastung hängt wiederum von dem Biogasüberschussprofil ab, dessen Herleitung beispielhaft an Szenario 3 beschrieben wird. Auch wenn die Simulation in stündlicher Auflösung erfolgt, zeigen die folgenden Abbildungen aufgrund der besseren Anschaulichkeit Tagesmittelwerte.

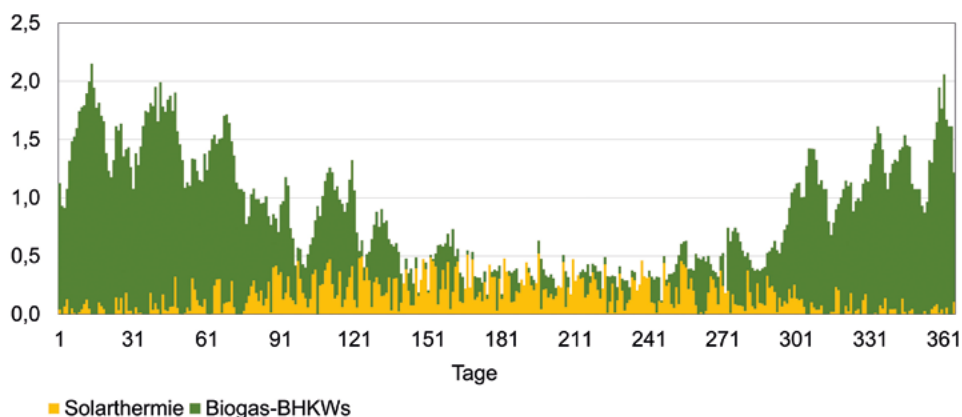


Abb. 3: Wärmeerzeugung der Biogas-BHKWs und der Solarthermieanlage für die Nahwärmeversorgung in Szenario 3

Für die Herleitung des Biogasüberschussprofils wird zunächst mithilfe der Software EnergyPro der Firma EMD in stündlicher Auflösung eine Jahressimulation der Wärmeversorgung des Fermenters (Standort Biogasanlage, Wärmeerzeugung mit Biogas-BHKWs) und des Nahwärmenetzes (Standorte Heizzentrale, Wärmeerzeuger: Biogas-BHKWs und Solarthermieanlage) durchgeführt. Die Abbildung 3 zeigt die Wärmeerzeugung der Biogas-BHKWs und der Solarthermieanlage (Vakuum-Röhrenkollektor) am Standort der Nahwärme-Heizzentrale. Der solare Deckungsanteil liegt bezogen auf die Nahwärmeversorgung bei knapp 19 %.

Aus der Jahressimulation ergibt sich der Biogasbedarf für die Beheizung des Fermenters und des Nahwärmenetzes unter Berücksichtigung der vorhandenen Biogasspeicher, Wärmespeicher und höher priorisierten Wärmebereitstellung mit Solarthermie.

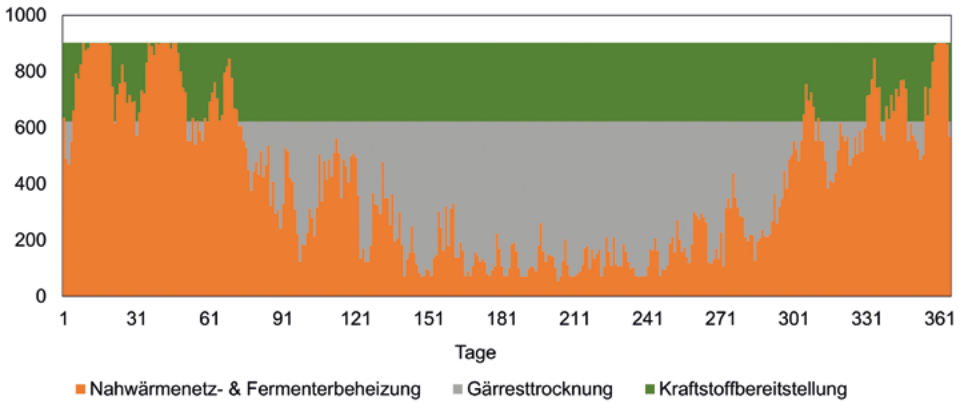


Abb. 4: Biogasnutzung für Nahwärmenetz- und Fermenterbeheizung, Gärresttrocknung und Kraftstoffbereitstellung (Szenario 3)

In Abbildung 4 ist dieser Biogasbedarf orange dargestellt. Der Biogasbedarf für die Gärresttrocknung (grau) ist so verteilt, dass theoretisch die maximale Auslastung der Methanisierungsanlage erreicht wird. Dies geschieht durch möglichst häufig auftretende Biogasüberschüsse und eine möglichst geringe maximale Biogasüberschussrate. Wie zu erwarten ist, kommt die Gärresttrocknung vorwiegend in den Sommermonaten zum Einsatz, da in den Wintermonaten ein hoher Nahwärmebedarf vorhanden ist und gleichzeitig möglichst noch Biogasüberschüsse generiert werden sollen. Aus dem hergeleiteten Biogasüberschussprofil für die Kraftstoffnutzung (grün) ergibt sich eine maximale Rohbiogasaufnahme der Methanisierung von rund $280 \text{ Nm}^3/\text{h}$. Daraus lassen sich die Vollbenutzungsstunden für die Methanisierungsanlage in Höhe von etwa 7.500 h/a berechnen.

3.3 Wärmegestehungskosten und Biogasüberschuss der Szenarien

In Tabelle 4 sind die Ergebnisse der Berechnungen des Biogasüberschusses für die drei Szenarien dargestellt. Es fällt auf, dass durch den Einsatz von Solarthermie in Szenario 3 die Biogasüberschüsse um etwa 43 % zunehmen, weil weniger Biogas für die Wärmebereitstellung benötigt wird.

Tab. 4: Biogasjahresmengen nach Nutzungsform sowie Betriebsdaten der Methanisierungsanlage

Technische Annahmen	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Biogasbedarf für Strom und Wärme	MNm^3	7,18	6,43	5,80
Jährliche Biogasüberschüsse	MNm^3	0	1,47	2,10
Vollbenutzungsstunden der Methanisierung	h/a	-	7.600	7.500
Maximale Methanisierungsrate	Nm^3/h	-	195	280

Die Biogasgestehungskosten (Vollkosten der Herstellung des Biogases) wurden in Abstimmung mit dem Biogasanlagenbetreiber unter der Annahme eines angepassten Substratmixes mit Maisdeckel mit $5 \text{ ct/kWh}_{\text{Biogas}}$ angesetzt. Laut dem EEG 2021 liegt für eine 10-jährige Anschlussförderung ab dem Jahr 2030 die Obergrenze der Stromeinspeisevergütung bei $16,81 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$. Abbildung 5 zeigt die Ergebnisse der Berechnungen inklusive einer Sensitivitätsbetrachtung der LCoH in Abhängigkeit der Stromeinspeisevergütung und der Biogasgestehungskosten.

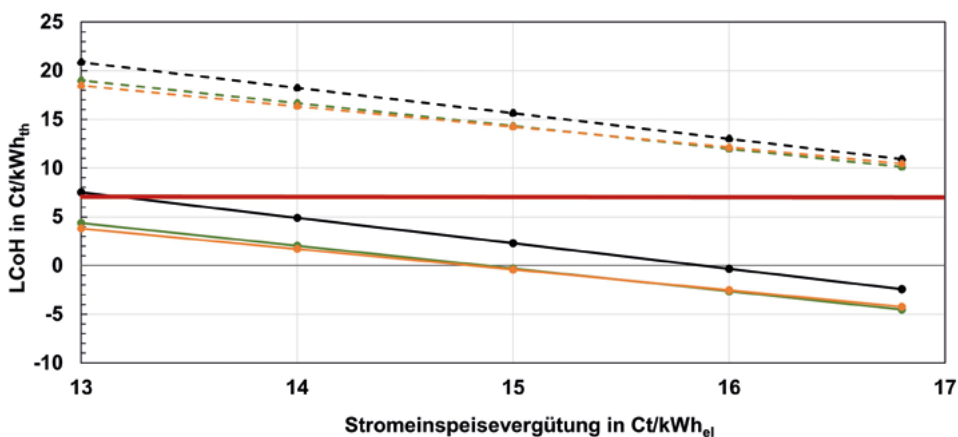


Abb. 5: Sensitivitätsbetrachtung der LCoH in Abhängigkeit der Stromeinspeisevergütung inklusive Förderung (Stand 2021)

Die berechneten LCoH liegen bei Biogasgestehungskosten von $5 \text{ ct/kWh}_{\text{Biogas}}$ für alle betrachteten Szenarien unterhalb des aktuellen Wärmepreises im Reallabor von ca. 7 Ct/kWh (waagerechte rote Linie). Auffällig ist der sprunghafte Anstieg der LCoH bei höheren Biogasgestehungskosten von $7 \text{ ct/kWh}_{\text{Biogas}}$, der für alle Szenarien zu beobachten ist. Dies lässt sich damit erklären, dass der monetäre Wert des verkauften Biomethans um ein Vielfaches höher ist als die jährlich ins Nahwärmenetz verkaufte Wärme.

3.4 Diskussion

Die 10-jährige Anschlussförderung für Biogasanlagen nach EEG 2021 setzt durch die Ausrichtung auf eine fixe, jährlich vergütete Strommenge hinsichtlich der Wärmeerzeugung aus Sicht der Autoren Fehlanreize. Die BHKWs werden vor allem in den Sommermonaten zeitweise rein stromgeführt betrieben und die Wärme ungenutzt an die Umgebung abgeben, um die Bemessungsleistung zu erreichen und die maximale Förderung zu erhalten. Wird im Rahmen eines neuen Geschäftsmodells Kraftstoff produziert, kann Bio-

gas über die Bemessungsleistung hinaus erzeugt werden und ein Teilstrom für die Kraftstoffproduktion abgezweigt werden. Abwärme wird dabei auf ein Minimum reduziert.

Wenn sich Biogasgestehungskosten von 5 ct/kWh weiterhin realisieren lassen, kann die betrachtete Biogasanlage demnach mit der 10-jährigen EEG-Verlängerung alleine, aber auch mit einer ergänzenden Methanisierung für den Betrieb einer Hoftankstelle und gegebenenfalls mit einer Solarthermieanlage wirtschaftlich weiterbetrieben werden. Die Berechnungen basieren auf der Annahme, dass 100 % des erzeugten Kraftstoffs auch abgesetzt werden kann, was sehr ambitioniert ist. Könnte dies so umgesetzt werden, würden sogar die Kraftstoffszenarien 2 und 3 niedrigere LCoH als das Szenario 1 (ohne Kraftstoffnutzung) erzielen. Das bedeutet, die Wärme könnte den Nahwärmekunden bei Betreiben einer Tankstelle sogar günstiger angeboten werden. Die Idee einer Hoftankstelle lohnt sich demnach weiter zu verfolgen. Interessant ist auch, dass die berechneten LCoH für die Szenario 2 und 3 nahezu identisch verlaufen. Die Investition in eine zusätzliche Solarthermieanlage zur Erhöhung des Biogasüberschusses geht also nicht auf Kosten der Wirtschaftlichkeit.

Steigende Biogasgestehungskosten sind in Zukunft wahrscheinlich, wenn anstatt nachwachsender Rohstoffe vom Acker zunehmend Reststoffe und schwieriger zu vergärende Substrate eingesetzt werden, um Kraftstoffe RED II konform zu produzieren und dafür höhere THG-Minderungszertifikate zu erlangen. Diese Substrate haben in der Regel geringere Biogasausbeuten. Biogasgestehungskosten von z.B. 7 ct/kWh hätten dann Wärmepreise für die Wärmekunden zur Folge, die oberhalb der derzeitigen Preise liegen, wie Abbildung 5 zeigt.

Ein weiterer kritischer Punkt betrifft die kontinuierliche Vermarktung des Biomethans. In einem ersten Schritt sollte überprüft werden, ob ein regionaler Kraftstoffbedarf für Biomethan in ausreichender Menge und genügend Gasfahrzeuge in der Region vorhanden sind. Dabei könnte die Nachfrage nach Biomethan z.B. durch die Landwirtschaft selbst angekurbelt werden. Die Umrüstung landwirtschaftlicher Fahrzeuge auf Gasmotoren, die Biomethan als Kraftstoff nutzen können und/oder die Kooperation mit einem Fuhrunternehmen wäre ein gangbarer Weg. Beachtet werden sollte aber auch, dass die Biogasanlage nur für weitere 10 Jahre gefördert wird und im Anschluss daran die Strompreise dem freien Markt unterliegen, welches die Wirtschaftlichkeit der Tankstelle bei geringeren Strompreisen negativ beeinflussen kann. Günstige Wärmepreise für die Wärmekunden sind damit eng gekoppelt an einen florierenden Betrieb der Tankstelle. Wenn Bioenergiedörfer bislang gut gewirtschaftet haben, Rücklagen bilden konnten und den Tankstellenbetrieb von langer Hand sorgsam planen und genügend Kunden einwerben, haben sie eine gute Chance ein neues Geschäftsmodell erfolgreich umzusetzen.

4 Fazit und Ausblick

Innerhalb der 10-jährigen EEG-Verlängerung ergeben sich für die untersuchte Biogasanlage, unter den getroffenen Annahmen, LCoH unterhalb des aktuellen Wärmepreises von 7 ct/kWh in dem untersuchten BED. Der durchschnittliche Wärmepreis liegt in den befragten Bioenergieidörfern mit 6,5 ct/kWh in derselben Größenordnung. Der Weiterbetrieb der Biogasanlage ist daher nach der 20-jährigen EEG-Förderung wirtschaftlich darstellbar, die Nahwärmeversorgung kann für weitere 10 Jahre durch die Biogasanlage sichergestellt und der Wärmepreis gehalten werden. Der Einfluss der Biogasgestehungskosten auf die LCoH ist jedoch hoch, eine Umstellung auf einen nachhaltigeren Substratmix könnte zu höheren Biogasgestehungskosten führen und je nach Stromeinspeisevergütung eine deutliche Erhöhung der Wärmepreise erfordern. Dies betrifft jedoch auch die Variante ohne Kraftstoffproduktion. Auch hier müssten die Wärmepreise angepasst werden. Sind die Bedingungen jedoch günstig und kann der Substratmix von der Kostenseite weiter optimiert werden, lässt sich eine Hoftankstelle bei nahezu ganzjähriger Abnahme des erzeugten Biomethans wirtschaftlich darstellen. Durch die Einbindung von Solarthermie kann der verfügbare Biogasüberschuss für die Kraftstoffproduktion zusätzlich um etwa 43 % erhöht werden. Die Kraftstoffszenarien sind jedoch als Best-Case-Szenarien zu verstehen, das bedeutet die Produktion von Biomethan läuft weitgehend störungsfrei und die Vermarktung ist gesichert.

Literatur

- AGFW. Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (2019): AGFW Hauptbericht 2019. https://www.agfw.de/index.php?eID=tx_securedownloads&p=436&tu=0&tg=0&tt=1622892403&thash=c6425218dfd1240fdc3c4ef93b60e48378996461&file=/fileadmin/user_upload/Zahlen_und_Statistiken/Version_1_HB2019.pdf, Zugriff am 14.05.2021
- Beil, M. et al. (2019): Schlussbericht zum Verbundvorhaben Effiziente Mikro-Biogasaufbereitungsanlagen (eMikroBGAA) Fraunhofer IEE, DBFZ, DBI GUT. <https://www.fnr-server.de/ftp/pdf/berichte/22401615.pdf>, Zugriff am 14.05.2021
- Dunkelberg, E.; Saleck, S.; Weiß, J.; Rothe, S.; Böning, G. (2015): Biomethan im Energiesystem. https://www.ioew.de/fileadmin/_migrated/tx_ukioewdb/IOEW_SR_207_Biomethan_im_Energiesystem.pdf, Zugriff am 14.05.2021
- Gökgöz, F.; Liebetrau, J.; Nelles, M. (2020): Kombinierte Bereitstellung von Strom und Kraftstoff an Biogasanlagen – Wirtschaftlichkeit von Anschlusszenarien. *Landtechnik* 75(3), S. 141–160
- Gökgöz, F. (2019): Flexibilization of biogas plants with fuel production and supply of vehicle fleets. Vortrag vom 15.10.2019 Tagung „Fortschritt bei der Biomethan-Mobilität, Schwäbisch Hall

Hellwig, M. (2003): Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile, Institut für Energietechnik. Dissertation, TU München

Karpenstein-Machan, M. (2017): Wärmenetze mit Schlüsselfunktionen für die Energiewende. Biogasjournal 1, S. 72–76

Karpenstein-Machan, M.; Wüste, A.; Schmuck, P. (2013): Erfolgreiche Umsetzung von Bioenergiedörfern in Deutschland – Was sind die Erfolgsfaktoren? Berichte über Landwirtschaft 91(2), S. 1–25

Förderhinweis

Die in diesem Artikel vorgestellten Ergebnisse wurden im Rahmen des Forschungsprojektes „Innovative Konzepte und Geschäftsmodelle für zukunftsfähige Bioenergiedörfer – klimafreundlich, demokratisch, bürgernah“ (FKZ: 22405817, 22405218), gefördert durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft aufgrund eines Beschlusses des deutschen Bundestages, erarbeitet.

Herzlichen Dank dafür.

Praxisnahe Betriebsmodelle für Biogasanlagen nach Ablauf der 1. EEG-Förderperiode aus dem ProBiogas-Projekt

MARK PATERSON, BERND WIRTH, STEFAN HARTMANN

1 Einleitung

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist eine zentrale Säule der Energiewende und die hiesigen Biogasanlagen erfüllen bereits wichtige Funktionen bei der Bereitstellung von regenerativer Energie, aber auch durch weitere Systemdienstleistungen. Die Grundlage für den stetigen Zubau von Biogasanlagen in Deutschland legte das Gesetz zum Vorrang der erneuerbaren Energien (EEG) im Jahre 2000. Die EEG-Novelle aus dem Jahr 2004 (EEG 2004) hatte einen schnellen Ausbau der Biogaserzeugung in den Jahren 2005 bis 2011 zur Folge. Ein Grund dafür war die verbesserte Vergütung für Anlagen, die Energiepflanzen einsetzen. Das EEG regelt zudem die bevorzugte Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen ins Stromnetz und garantierte in den EEG-Fassungen von 2000 bis 2012 eine feste Einspeisevergütung für Neuanlagen über einen Zeitraum von 20 Jahren.

Für zahlreiche Betreiber, die vor 2009 ihre Biogasanlagen in Betrieb genommen haben, stellt sich nun die Frage, wie sie nach Ablauf der 1. EEG-Förderperiode mit ihren Anlagen weiterhin rentabel regenerative Energie produzieren können, da sich die Erlössituation gravierend ändern wird.

Die im aktuellen EEG (2021) vorgesehenen Ausschreibungen für eine Verlängerung der Vergütungsdauer um weitere 10 Jahre bieten grundsätzlich die Möglichkeit eines Weiterbetriebs, allerdings sind dafür technisch machbare und ökonomisch sinnvolle Anlagenkonzepte notwendig. Auch gilt es, die Möglichkeiten zu evaluieren, die sich für die langfristige Entwicklung der Strom- und Wärmebereitstellung durch weitere Systemdienstleistungen innerhalb und außerhalb des EEG bieten. Dazu zählt z. B. die Bereitstellung von Biomethan zur Einspeisung in das Gasnetz oder zur Verwendung als Kraftstoff. Welche Geschäftsfelder kommen für landwirtschaftliche Bestandsbiogasanlage in Frage, um einen Weiterbetrieb zu realisieren und wie sehen die dazugehörigen Konzepte aus?

Das Verbundvorhaben „Biogas Progressiv – zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen“ (ProBiogas) liefert praxistaugliche Antworten auf diese Frage. Die Projektpartner, die Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie der Universität Hohenheim, die Landwirtschaftskammer Niedersachsen sowie das Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V., erarbeiten dafür im Wesentlichen:

- techno-ökonomische Betriebsmodelle mit einer THG-Bewertung für die Darstellung von Verfahrensoptionen für den Weiterbetrieb von Bestandsbiogasanlagen,
- Machbarkeitsstudien an Realanlagen zur Überprüfung der Betriebsmodelle unter Praxisbedingungen und
- zukunftsweisende Einkommensoptionen für landwirtschaftliche Bestandsbiogasanlagen in Form von Konzeptbeschreibungen.

Die Projektergebnisse münden anschließend in ein umfangreiches Informationsangebot, das auf Betreiber von Biogasanlagen und auf die Biogasberatung ausgerichtet ist.

Das Informationsangebot umfasst ein Internetfachportal des KTBL zum Themenbereich Post-EEG auf der Seite www.zukunftbiogas.de, welches die wesentlichen Erkenntnisse aus dem Projekt, aber auch weitere Informationen für den Praktiker bereithält. Darüber hinaus bietet eine Web-Anwendung die Möglichkeit, die erarbeiteten Post-EEG-Optionen anlagenindividuell zu berechnen. Abgerundet wird das Informationsangebot von einer Veröffentlichung, die alle Projektergebnisse gebündelt darstellt.

2 Modelle für die Post-EEG-Betrachtung

Für eine techno-ökonomische Betrachtung inkl. THG-Bewertung der Post-EEG-Situation für Bestandsbiogasanlagen, wurden praxisnahe Basis-Anlagenmodelle vom KTBL erstellt, die anschließend mit Verfahrensoptionen kombiniert wurden, die bereits heute zum Einsatz kommen.

2.1 Methodik der Biogasmodelle

Für die techno-ökonomische Bewertung der ausgewählten Verfahrensmodelle wurde das Excel-basierte Ökonomiemodell „Biogas“ des KTBL überarbeitet. Das bisher im Wesentlichen zur Planung von Neuanlagen genutzte Tool ist derart umstrukturiert worden, dass es zur Abbildung verschiedener, individuell konfigurierbarer, bestehender Anlagen und zur Kalkulation des Anpassungsbedarfs zur Umsetzung der oben genannten Verfahrensoptionen genutzt werden kann.

Im Rahmen des Projekts wurden weitere verfahrenstechnische, ökonomische und ökologische Daten zu Anlagenkomponenten bzw. Teilanlagen zur Aktualisierung und Ergänzung des Datenbestands erhoben. Die Datenerhebung erfolgte bei Herstellern, Verbänden und Forschungseinrichtungen. Des Weiteren wurden wirtschaftliche und produktionstechnische Planungsdaten, welche über das KTBL-Arbeitsprogramm „Kalkulationsunterlagen“ erhoben wurden, einbezogen.

Ein Kernpunkt des Post-EEG-Ökonomiemodells ist die Bewertung der einzelnen Teilanlagen und Anlagenelemente, die bereits vorhanden sind und für den Post-EEG-Betrieb

weiterhin genutzt werden sollen. Dafür werden der Restwert und die Restnutzungsdauer der vorhandenen Technik bestimmt. Bei Bauwerken, wie Fermentern, Gärrestlagern, Fahr-silos, wird davon ausgegangen, dass keine Alternativnutzung möglich ist, sodass der Restwert 0 ist und somit im 10-jährigen Weiterbetrieb keine Fixkosten (Abschreibung und Zinsen) für diese Anlagenteile anfallen. Einmalige Retrofitkosten für die Instandsetzung dieser Anlagenelemente werden über die zusätzliche Laufzeit von 10 Jahren abgeschrieben. Der ggf. nötige Rückbau bleibt hier unberücksichtigt, da er sowohl nach Ende der ersten Förderperiode als auch nach Ende der Weiterbetriebsperiode die gleichen Kosten verursachen würde. Bei technischen Anlagenteilen, z.B. BHKW und Rührwerk, wird von einer Markt-gängigkeit ausgegangen. Das bedeutet, dass diese Anlagenteile im Falle der Stilllegung der Biogasanlage noch verkauft werden könnten. Als Preis wird der Buchwert gemäß linearer Abschreibung angenommen. Der so ermittelte Restwert wird über die Restnutzungsdauer im Weiterbetriebszeitraum abgeschrieben und verzinst. Anlagenteile, deren Nutzungsdauer während des 10-jährigen Betrachtungszeitraums für den Weiterbetrieb ausläuft, werden durch neue Anlagenteile ersetzt. Der Investitionsbedarf für neue Anlagenteile ergibt sich aus den mit einem Preisindex fortgeschriebenen Preisen aus der KTBL-Biogasanlagen-Datenbank. Es wird davon ausgegangen, dass Technik, die am Ende des Weiterbetriebszeitraums noch nicht das Ende ihrer Nutzungsdauer erreicht hat, ebenfalls zum Buchwert verkauft werden kann. Der Zinsansatz ergibt sich aus dem durchschnittlich gebundenen Kapital. Die variablen Kosten werden auf Grundlage der in der KTBL-Datenbank hinterlegten Werte für Wartung, Reparaturen und Betriebsmittelverbrauch bestimmt. Es wird von einer jährlichen Preissteigerung in Höhe von 1 % ausgegangen.

2.2 Basis-Anlagenmodelle

Als Grundlage für die Betriebsmodelle dienen fünf Basismodelle, die den Betrieb nach den aktuellen Rahmenbedingungen (EEG 2021, TA Luft 2021, AwSV 2020) wiedergeben und die Grundlage für die Modellierung der 15 Modellanlagen mit Verfahrensoptionen sind (siehe Abschnitt 2.3).

Diese Basismodelle entsprechen typischen Bestandsbiogasanlagen, die im Zeitraum von 2004 bis 2009 gebaut wurden. Als Grundlage für die Darstellung eines Weiterbetriebs nach der 1. Förderperiode des EEG, erhielten die Anlagen einen technischen Wertegrad, der den technischen und rechtlichen Stand der heutigen „Altanlage“ weitestgehend entspricht. Beispielsweise wurden die bisherigen Anforderungen an den Substrateinsatz berücksichtigt, die Gärrestlagerzeit wurde auf 270 Tage erhöht und eine hydraulische Gesamtverweilzeit im gasdichten System von mind. 150 Tage angenommen. Eine Erweiterung der Anlagen mit einem gasdichten Gärrestlager oder das nachträgliche Versehen von vorhandenen Gärrestlager mit einem Tragluftdach waren u.a. die Folge der gestellten Anforderungen.

Die Auslegungsparameter der Basismodelle sind für einen postulierten Weiterbetrieb über 20 Jahre hinaus, u. a. an die nötigen Anforderungen der Ausschreibung gemäß EEG 2021, wie begrenzter Maiseinsatz (Maisdeckel 40 %), Anlagenüberbauung für die Flexibilisierung (Flexfaktor > 2,2) sowie den Mindestvollbenutzungsstunden der BHKW angepasst. Das zog zusätzliche Veränderungen an Gasspeicherkapazität, Gasreinigung, installierter BHKW-Leistung (bei unveränderter Produktion der Strommenge), Trafostation, Netzanschluss, Wärmespeicher-Erweiterung und weiteren Teilanlagen nach sich.

Die erstellten Basismodelle weisen für die Betrachtung eine Höchstbemessungsleistung von 137 kW_{el} bis 913 kW_{el} auf. Der Wirtschaftsdüngeranteil im Substratmix beträgt für die Modelle BGA 1 bis BGA 3 35 %, beim Modell BGA 4 70 % und 60 % beim Modell BGA 5. In der Tabelle 1 sind die wichtigsten Kennwerte der Basis-Anlagenmodelle zusammengefasst dargestellt.

Tab. 1: Übersicht der Basis-Anlagenmodelle (BGA 1 bis 5) für Bestandsbiogasanlagen nach aktuellen Mindestanforderungen für die Post-EEG-Betrachtung

Kennwert	Einheit	Basismodelle				
		BGA 1	BGA 2	BGA 3	BGA 4	BGA 5
Bemessungsleistung	kW _{el}	137	457	913	137	457
Substratanteile	%	40 MS	40 MS	40 MS	20 MS	26 MS
		25 GS	25 GS	25 GS	10 GS	14 GS
		35 RG	35 RG	35 RG	70 RG	60 RG
Gesamtsubstratmenge	t/a	4.208	12.903	24.569	7.258	18.354
Prozessstufen		einstufig	zweistufig	zweistufig	einstufig	zweistufig
Fermenter/Nachgärer	m ³	1.300/ -	2.000/ 2.000	2 x 2.100/ 2 x 2.100	2.300/ -	2 x 1.900/ 2 x 1.900
Gärrestanfall	t/a	3.422	10.485	19.975	6.496	15.980
Gärrestlager (offen/gasdicht)	m ³	900/ 2 x 1.100	1.400/ 1 x 3.700; 1 x 4.100	2.200/ 2 x 3.600 1 x 8.000	2.800/ 2.800	6.900/ 6.900
Maximale Gärrestlagerkapazität	d	279	274	274	274	274
Maximale Gasspeicher- größe (intern/extern)	m ³	1.028/ 907	6.048/ 741	14.251/ -	2.366/ -	8.439/ -
Prozesswärmebedarf	%	25				
Externer Wärmebedarf	%	35			20	
Wärmeverkauf	kWh _{th}	551.559	1.496.515	2.842.927	315.176	855.151
Wärmepufferspeicher	m ³	50	130	256	37	97
BHKW 1 (Bestand)	kW _{el}	150	500	1.000	150	500
Vollbenutzungsstunden	h/a	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
BHKW 2 (Zubau)	kW _{el}	175	550	1200	175	550
Vollbenutzungsstunden	h/a	6.069	6.437	5.901	6.069	6.437

Fortsetzung der Tabelle nächste Seite

Kennwert	Einheit	Basismodelle				
		BGA 1	BGA 2	BGA 3	BGA 4	BGA 5
BHKW-Laufzeit (Volllastbetrieb) ¹⁾	h	13	13	13	13	15
Netzanschluss/ Trafostation	kVA	488	1.575	3.300	488	1.575
Eingespeiste Strommenge	kWh _{el}	1.200.000	4.000.000	8.000.000	1.200.000	4.000.000
Flexfaktor		2,4	2,3	2,4	2,4	2,3
Gesamtraumbelastung in aktiven Stufen	kg _{oTM} /(m ³ · d)	2,6	2,4	2,1	1,4	1,3
Hydraulische Gesamtverweilzeit im gasdichten System	d	230	254	270	198	223
Erzeugte Produkte		Strom/Wärme aus BHKW				

MS: Maissilage; GS: Grassilage; RG: Rindergülle

¹⁾ Gasspeicherfüllstand der Tragluftdächer im Normalbetrieb 60 %.

2.3 Betriebsmodelle für Post-EEG-Verfahrensoptionen

Anhand der folgenden 15 Betriebsmodelle werden die unterschiedlichen Verfahrensoptionen für einen möglichen Anlagenweiterbetrieb nach Ablauf der 1. Förderperiode praxisnah dargestellt und die zur Zielerreichung notwendigen Maßnahmen genannt. Des Weiteren werden die wichtigsten Kennwerte der Modelle, die zur Realisierung der Verfahrensoption notwendigen technischen Einzelmaßnahmen und die erzeugten Produkte beschrieben. Als Ausgangspunkt der Post-EEG-Modelle dienen die fünf Basis-Anlagenmodelle (siehe Abschnitt 2.2).

2.3.1 Verfahrensoption „Einsatzstoffe“

Für die Biogaserzeugung werden neue, bisher nicht verwendete Substrate eingesetzt, um vor allem die Betriebskosten durch den Einsatz günstiger Substrate zu senken (Tab. 2). Zudem wurde ein möglichst hoher Wirtschaftsdüngeranteil im Substratmix berücksichtigt. Zu den neuen Einsatzstoffe zählen landwirtschaftliche Nebenprodukte wie Maisstroh, Schlempe, Trester, verdorbenes Getreide oder gestoßenen Zwiebeln, aber auch schwierig zu erschließende Wirtschaftsdünger wie Pferdemist und Rinderfestmist.

Für die schwer vergärbaren Einsatzstoffe wurden mechanische Desintegrationsverfahren (Nasszerkleinerer) zur Substrataufbereitung berücksichtigt. Die vorhandene Einbringtechnik (Feststoffeintrag und Flüssigeinbringssystem) wurde an das Substrataufbereitungssystem adaptiert. Es wurde für die Modelle ein zusätzlicher Strombedarf für das Betreiben der Desintegration berücksichtigt.

Da sich die Substrataufbereitung positiv auf die Viskosität des Substratgemisches auswirkt, sind technische Veränderungen der Rührtechnik oft nicht zwingend notwendig. Als Effekt der Substrataufbereitung wird eine Steigerung der Biogasausbeute angenommen, sodass bei unveränderter Stromproduktion Substrat eingespart wird. Dadurch verringert sich die Gärrestanfallsmenge, die Gärrestlagerdauer steigt.

Tab. 2: Übersicht der Anlagenmodelle zur Verfahrensoption „Einsatzstoffe“ (Modelle I bis V) in Bezug auf die Basis-Anlagenmodelle

Kennwert	Einheit	Verfahrensoption „Einsatzstoffe“				
		Modell I BGA 1	Modell II BGA 2	Modell III BGA 3	Modell IV BGA 4	Modell V BGA 5
Bemessungsleistung	kW _{el}	137	457	913	137	457
Substratanteile	%	9 MS 22 GS 15 GSt 16 RM 38 RG	21 MS 24 GS 10 GSt 7 PM 38 RG	9 MS 23 GS 3 GSt 16 MSt 38 RG	6 MS 11 GS 7 GSt 76 RG	13 MS 14 GS 8 GSt 65 RG
Gesamtsubstratmenge	t/a	3.965	12.083	23.138	6.754	16.972
Prozessstufen		einstufig	zweistufig	zweistufig	einstufig	zweistufig
Gärrestanfall	t/a	3.177	9.657	18.508	5.987	14.581
Maximale Gärrestlagerkapazität	d	300	297	295	297	300
Gesamtraumbelastung in aktiven Stufen	kg _{oTM} /(m ³ · d)	2,8	2,6	2,2	1,6	1,4
Hydraulische Gesamtverweilzeit im gasdichten System	d	244	272	287	212	241
Erzeugte Produkte		Strom/Wärme aus BHKW				

MS: Maissilage; GS: Grassilage; RG: Rindergülle; RM: Rindermist; PM: Pferdemist; GSt: Getreidestroh; MSt: Maisstroh

2.3.2 Verfahrensoption „Netzausbau“

In den folgenden modellhaften Betrachtungen (Tab. 3) werden die Steigerung der Fremdwärmenutzung aus den KWK-Anlagen durch den Bau oder weiteren Ausbau eines Nahwärmenetzes aufgezeigt. Das soll zu höheren Wärmeeinnahmen führen.

Der Installationsbedarf von Wärmeleitung inkl. Peripherie und Wärmespeicher sowie ein auf die erhöhte externe Wärmenutzung inkl. Wärmeverlusten ausgelegter Wärmepufferspeicher wurden berücksichtigt. Es fällt ein zusätzlicher Strombedarf für das Betreiben des Wärmenetzes (Wärmedoppelpumpen) an.

Tab. 3: Übersicht der Anlagenmodelle zur Verfahrensoption „Netzausbau“ (Modelle VI bis VIII) in Bezug auf die Basis-Anlagenmodelle

Kennwert	Einheit	Verfahrensoption „Netzausbau“		
		Modell VI BGA 2	Modell VII BGA 5	Modell VIII BGA 3
Bemessungsleistung	kW _{el}	457	457	913
Prozessstufen		zweistufig	zweistufig	zweistufig
Prozesswärmebedarf	%	25	25	25
Externer Wärmebedarf	%	71	81	75
Verkaufte Wärme	%	55	69	64
Wärmepufferspeicher	m ³	208	231	426
Charakteristik des Wärmenetzes		zwei Hauptleitungsstränge mit jeweils zwei abgehenden Nebenleitungen		
Wärmeabnehmer		42 EFH je 15 kW _{th} 25 EFH je 20 kW _{th}	27 EFH je 15kW _{th} 44 EFH je 20kW _{th} 6 MFH/ Gewerbe je 100kW _{th}	18 EFH je 15kW _{th} 61 EFH je 20kW _{th} 10 MFH/ Gewerbe je 100kW _{th}
Anzahl Wärmeabnehmer		67	77	89
Wärmenetzlänge (inkl. Hausanschluss- leitungen)	m	4.440	4.920	5.580
Verkaufte Wärmemenge	kWh _{th}	2.373.000	3.958.500	5.229.000
Wärmenetzverluste	kWh _{th}	666.000	738.000	837.000
Spitzenlastwärme	kWh _{th}	-	1.489.000	-
Erzeugte Produkte		Strom/Wärme aus BHKW Wärmevertrieb über Nahwärmenetz		

EFH: Einfamilienhaus; MFH: Mehrfamilienhaus

Das Modell IX – zur Bündelung von mehreren „kleinen“ Biogasanlagen über ein Mikrogasnetz – lag zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Beitrags nicht vollständig vor.

Ziel im Modell IX ist, das in mehreren Biogasanlagen erzeugte Rohbiogas über ein Mikrogasnetz zu bündeln und durch eine Biogassammelleitung einem Biogasnutzer zuzuführen. Verkaufsprodukt ist aufbereitetes Rohbiogas. Abnehmer für das gelieferte Rohbiogas könnte beispielsweise eine zentrale Biogasaufbereitungsanlage sein, die Biomethan ins Erdgasnetz einspeist und/oder als Kraftstoff vertreibt.

Für das Mikrogasnetz werden Gasverdichter sowie eine mehrere Kilometer lange Gasleitung zzgl. benötigter Peripherie für den Gastransport zum Gasabnehmer berücksichtigt.

Bei dieser Option entfällt das vorherige BHKW an der Biogasanlage sowie, je nach betrachtetem Basismodell, weitere Technik wie beispielsweise externe Gasspeicher und Wärmepufferspeicher.

2.3.3 Verfahrensoption „Biomethan“

Das in der Biogasanlage erzeugte Rohbiogas wird über eine Biogasaufbereitungsanlage auf Erdgas-Qualität (Biomethan) aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist (Modell X).

Als zweite Variante wird im Modell XI ein Teil des Biomethans als Kraftstoff direkt zu einer Tankstelle in Anlagennähe geleitet und der verbleibende Teil des Biomethans in das Erdgasnetz eingespeist (Tab. 4).

Als Installationsbedarf ist eine Biogasaufbereitungsanlage (Aminwäsche) inkl. Peripherie, Grobentschwefelung des Rohgases durch chemische Fällung, Gasnetzanschluss; Biomassekessel (zur Wärmebereitstellung für die Biogas- und Aufbereitungsanlage) und Biogaseinspeiseanlage berücksichtigt. Für die Kraftstoffvermarktung wurden zusätzlich eine Gasleitung sowie die Biogastankstelle mit Peripherie eingeplant.

Bei dieser Option entfällt das vorherige BHKW an der Biogasanlage sowie, je nach betrachtetem Basismodell, weitere Technik wie beispielsweise der Wärmepufferspeicher.

Tab. 4: Übersicht der Anlagenmodelle zur Verfahrensoption „Biomethan“ (Modelle X und XI) in Bezug auf die Basis-Anlagenmodelle

Kennwert	Einheit	Verfahrensoption „Biomethan“	
		Modell X	Modell XI
Basismodell		BGA 3	
Bemessungsleistung (Basis)	kW_{el}	913	
Prozessstufen		zweistufig	zweistufig
Grobentschwefelung		chemisch durch Fällung mit Eisenhydroxid	
Rohbiogaserzeugung	m_n^3/h	403 (Rohgas)	
Bruttoenergie Rohbiogas	kWh/a	20.491.174 ($\text{H}_{\text{s,n}}$)	
Biogasaufbereitungsverfahren		Aminwäsche	
Aufbereitungskapazität	m_n^3/h	500 (Rohgas)	
Rohgasaufbereitung	m_n^3/h	420 (Rohgas)	
BGAA-Auslastung	%	84	
BGAA-Vollbenutzungsstunden	h/a	8.400	
Entfernung Einspeisepunkt	m	900	
Bruttoenergie Biomethan frei Erdgasnetz (Brennwert)	kWh/a	20.470.682 ($\text{H}_{\text{s,n}}$)	14.669.432 ($\text{H}_{\text{s,n}}$)
Verdichterkapazität der Tankstelle	m_n^3/h	-	125
Bruttoenergie Biomethan frei Tankstelle (Brennwert)	kWh/a	-	5.801.250 ($\text{H}_{\text{s,n}}$)
Kraftstoffmenge (= Fahrzeugbetankungen je Tag ¹⁾)	kg/a Pkw/d	-	378.000 ca. 60
Erzeugte Produkte		Biomethan im Erdgasnetz	Biomethan im Erdgasnetz und als Kraftstoff an Tankstelle

¹⁾ Bei etwa 18 kg je Tankfüllung.

2.3.4 Verfahrensoption „Flexibilisierung“

Der BHKW-Strom wird in diesen Betriebsmodellen bedarfsgerecht produziert und vermarktet. Zusätzlich wird die Bereitstellung von Regelenergie und externer Nutzwärme berücksichtigt (35 % der produzierten Wärme; 20 % bei güllebasierten Anlagen) (Tabelle 5).

Bei den Flexibilitätmodellen werden, anders als bei den Basismodellen, in denen ein zweites etwa gleich großes BHKW installiert ist, ein doppelt bis dreifach größeres BHKW-Aggregat installiert. Der entsprechende Netzanschluss wurde an die zu erwartende Leistung angepasst. Aufgrund der niedrigeren Vollbenutzungsstunden mussten größere Gasspeicher (Modell XII und XIII) und Wärmepufferspeicher berücksichtigt werden. Weitere Anpassungen bezogen sich auf MSR-Technik, Biogasleitungen, Gasentfeuchtung und Feinentschwefelung sowie das Gasmanagement.

Infolge eines höheren elektrischen Wirkungsgrades der BHKW, konnte, bei gleichbleibender Stromproduktion, der Maiseinsatz vermindert werden. Das wiederum führte zu einer geringfügigen Reduzierung der Gärrestanfallmenge und zu einer Erhöhung der Gärrestlagerdauer.

Tab. 5: Übersicht der Anlagenmodelle zur Verfahrensoption „Flexibilisierung“ (Modelle XII bis XV) in Bezug auf die Basis-Anlagenmodelle

Kennwert	Einheit	Verfahrensoption „Flexibilisierung“			
		Modell XII BGA 2	Modell XIII	Modell XIV	Modell XV BGA 5
Bemessungsleistung	kW _{el}	457		457	
Substratanteile	%	38 MS	37 MS	25 MS	24 MS
		26 GS	26 GS	14 GS	14 GS
		36 RG	37 RG	61 RG	62 RG
Gesamtsubstratmenge	t/a	12.574	12.433	18.026	17.884
Prozessstufen		zweistufig		zweistufig	
Gärrestanfall	t/a	10.250	10.149	15.746	15.645
Maximale Gärrestlagerkapazität	d	280	283	278	280
Maximale Gasspeichergröße (intern/extern)	m ³	6.048/ 1.640	6.048/ 2.164	8.439/ -	
Prozesswärmebedarf	%	25		25	
Externer Wärmebedarf	%	36	37	20	21
Wärmeverkauf	kWh _{th}	1.496.515		855.151	
Wärmepufferspeicher	m ³	161	178	119	132
BHKW 1 (Bestand)	kW _{el}	500		500	
Vollbenutzungsstunden	h/a	1.000		1.000	
BHKW 2 (Zubau)	kW _{el}	1.000	1.500	1.000	1.500
Vollbenutzungsstunden	h/a	3.540	2.360	3.540	2.360

Fortsetzung der Tabelle nächste Seite

Kennwert	Einheit	Verfahrensoption „Flexibilisierung“			
		Modell XII	Modell XIII	Modell XIV	Modell XV
Basismodell		BGA 2		BGA 5	
BHKW-Gesamtvollbenutzungsstunden	h/a	2.694	2.020	2.694	2.020
BHKW-Laufzeit (Volllastbetrieb) ¹⁾	h	11	8	10	8
Netzanschluss/Trafostation	kVA	2.250	3.000	2.250	3.000
Eingespeiste Strommenge	kWh _{el}	4.000.000		4.000.000	
Flexfaktor		3,3	4,4	3,3	4,4
Gesamtraumbelastung in aktiven Stufen	kg _{oTM} /(m ³ · d)	2,3	2,2	1,2	1,2
Hydraulische Gesamtverweilzeit im gasdichten System	d	261	264	227	228
Erzeugte Produkte		Strom/Wärme aus BHKW			

MS: Maissilage; GS: Grassilage; RG: Rindergülle

¹⁾ Gasspeicherfüllstand der Tragluftdächer im Normalbetrieb 60 %.

3 Mögliche Einkommensoptionen für Biogasanlagenbetriebe

Neben den betrachteten Verfahrensoptionen könnten auch andere Konzepte an landwirtschaftlichen Biogasanlagen umgesetzt oder gar neue Betriebszweige realisiert werden. Hierbei handelt es sich um betriebliche Optionen, die derzeit über keinen oder nur über einen eingeschränkten wirtschaftlichen Absatzmarkt verfügen, sich in der technischen Entwicklung befinden oder zurzeit durch rechtliche Hürden stark eingeschränkt sind. Die beschriebenen Ansätze eint jedoch die Aussicht, in Zukunft eine mögliche Einkommensquelle für landwirtschaftliche Biogasanlagen darstellen zu könnten. Da aus diesen Gründen eine modellbasierte Kalkulation dieser Optionen im Projekt nicht möglich ist, wurden sie in Konzeptbeschreibungen (Exposés) ausgiebig dargestellt.

Die technischen und ökonomischen Daten für die Konzeptbeschreibungen wurden in Zusammenarbeit mit der Universität Hohenheim bei Herstellern, Verbänden, Forschungseinrichtungen und über Literaturrecherche erhoben.

Einige erarbeitete Konzeptbeschreibungen wurden durch externe Fachleute im Anschluss geprüft (Review).

Die Tabelle 6 gibt einen Überblick über die Konzeptbeschreibungen von zukunftsweisenden Einkommensoptionen, die im Rahmen des Projekts ausgearbeitet werden. Diese zum Teil sehr umfangreichen Exposés liefern eine detaillierte Beschreibung der Konzepte, deren Anknüpfungspunkte zur Biogasanlage, aber auch zur jeweiligen Marktsituation sowie zu Chancen und Hürden. Die Konzepte eint, dass sie meist für jede Anlage und jeden Standort gesondert betrachtet werden müssen.

Tab. 6: Übersicht der erarbeiteten Konzeptbeschreibungen zu zukunftsweisenden Einkommensoptionen

Nr.	Einkommensoptionen	Kurzbeschreibung
1	Durchwachsene Silphie	Pflanzen zur Erhöhung der Biodiversität und um Mais zu substituieren
2	Wildpflanzen	Pflanzen zur Erhöhung der Biodiversität und um Mais zu substituieren
3	Flexibles Kraftwerk	Flex-Biogasanlage als Bestandteil eines Kombikraftwerks zur lokalen oder regionalen Energieversorgung
4	Eigenstromnutzung	Erkenntnisse aus dem Projekt „Biogas-Autark“; Eigenstromproduktion/-nutzung für energieintensive Betriebe
5	Spezialkulturf Flächen in Unterglasflächen	Wärmebereitstellung zur Gewächshausbeheizung und zur Beheizung von Aufwuchsbecken
6	Erzeugung von KWK-Kälte	Kälteherstellung durch BHKW-Wärme
7	Nachverstromungsanlagen	Stromerzeugung mit ausgekoppelter BHKW-Wärme
8	Strom-Eigenvermarktung	(lokaler) Stromhandel mit Biogasstrom an externe Kunden (PPA)
9	Power to Gas	Langzeitspeicheroption; Biogas als CO ₂ -Quelle für Energieproduktion
10	Lokale Zusatzgas-einspeisung	Beimischung von aufbereitetem Biogas als Zusatzgas ins lokale Erdgasnetz
11	Insektenproduktion	Produktion von Insekten zur Erschließung neuer Proteinquellen (Energieabnehmer)
12	Algenproduktion	Aufzucht von Algen als Einsatzstoff für den Biogasprozess oder für die stoffliche Anwendung (z. B. als Rohstoff für Kosmetika)
13	Herstellung von Pflanzenkohle	weitere Gärrestnutzung; Biokohle zur Vermarktung als Bodenverbesserer
14	Faserstoffgewinnung	stoffliche Nutzung von Fasern aus Gärsubstrat als Substitution von Holzfasern
15	BioWachse herstellen	Biowachse aus dem Gärsubstrat für die stoffliche Nutzung (z. B. für Kosmetika) gewinnen
16	Plattformchemikalien herstellen	Produktion von Grundchemikalien, die als Ausgangsmaterial für andere Industrieprodukte verwendet werden (z. B. Milchsäure für abbaubare Kunststoffe, Buttersäure für Duft- und Aromastoffe)
17	Aquakulturen	Strom und Wärme für Aquakulturanlage verwenden (Energieabnehmer); neuer Betriebszweig

4 Ausblick

Die Ergebnisse aus dem Verbundvorhaben „Biogas Progressiv – zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen“ (ProBiogas) sollen Anlagenbetreiber von Bestandsanlagen und Biogasberater fundierte und umfangreiche Informationen zur Identifizierung und Erarbeitung von anlagenspezifischen Konzepten zum Weiterbetrieb von Biogasanlagen bieten. Es wird eine Hilfestellung zur Abschätzung der Strom- bzw. Gasgestehungskosten der einzelnen Optionen geliefert, die auch als Basis für eine Ent-

scheidung zum Weiterbetrieb dienen kann. Damit sollen Bestandsbiogasanlagen auch weiterhin einen Beitrag zur Energiewende liefern, weiter zur regionalen Wertschöpfung beitragen und sich als wertvoller Betriebszweig halten können.

Die Projektergebnisse, wie der Post-EEG-Onlinerechner zur anlagenspezifischen Kalkulation der vorgestellten Verfahrensoptionen (auch in Kombination) sowie die umfangreiche Projektpublikation mit Handlungsempfehlungen werden ab Herbst 2021 auf dem Post-EEG-Fachportal Biogas unter www.zukunftbiogas.de veröffentlicht.

Literatur

AwSV (2020): Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV). Geändert durch Art. 256 V v. 19.6.2020

EEG (2004): Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG). Vom 21. Juli 2004, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2004 Teil I Nr. 40, Bonn

EEG (2021): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021). Zuletzt geändert durch Art. 6 G v. 8.8.2020

TA Luft (2021): Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft). Neufassung der Ersten Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz

Förderhinweis

Das Projekt „Biogas Progressiv – Zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen“ (ProBiogas) wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) aus dem Sondervermögen „Energie- und Klimafonds“ finanziert (Förderkennzeichen: 22405416; 22407617; 22408117).

Systemdienstleistungen durch Biogasanlagen

OLIVER BRÜCKL, MATTHIAS WILDFEUER, JOHANNES SCHÄCHINGER

1 Einleitung und Zielsetzung

Etwa 9.000 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von knapp 5 GW tragen zur Energiewende in Deutschland bei (Fachverband Biogas e.V. 2019). Durch die kontinuierliche Energiebereitstellung aufgrund einer konstanten Biogaserzeugung sind Biogasanlagen eine wichtige Ergänzung zu Windenergie- oder Photovoltaikanlagen in einer regenerativen Energievollversorgung.

Durch das Auslaufen der EEG-Förderungen von Biogasanlagen wird zukünftig von einer Verringerung des aktuellen Biogasanlagenbestands ausgegangen. Selbst mit Flexibilisierung ist eine reine Vermarktung an der Strombörse – zumindest auf absehbarer Zeit – nicht wirtschaftlich darstellbar (Witsch 2018). Um diesem Trend entgegenzuwirken und den Biogasanlagenbestand als Teil des Erneuerbaren-Energie-Mixes zu erhalten, werden im Projekt OPTIBIOSY neue Einsatzgebiete für Biogasanlagen durch die Erbringung von Systemdienstleistungen untersucht. Systemdienstleistungen werden für einen sicheren und stabilen Netzbetrieb benötigt. Sie gliedern sich in die vier Bereiche Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung. Konventionelle Kraftwerke, die heute überwiegend die Systemdienstleistungsprodukte bereitstellen, werden zukünftig in immer weniger Stunden am Netz sein (Deutsche Energie-Agentur GmbH 2017).

Neben einer Teilnahme am Regelleistungsmarkt, die schon praktiziert wird, können Biogasanlagen im Stromnetz mit Blindleistung zur Spannungshaltung und zum Bilanzausgleich des Anschluss- sowie des vorgelagerten Netzes oder mit Momentanreserve zur Frequenzhaltung beitragen. Zudem könnten Biogasanlagen im Rahmen des Engpassmanagements abgeregelte Energiemengen im Gasspeicher behalten. Die Abregelenergie ist dadurch – anders als bei Windenergie- oder PV-Anlagen – nicht vollständig verloren, sondern kann zu einem späteren Zeitpunkt wieder eingespeist werden. Auch besteht die Möglichkeit, mit geeigneten Biogasanlagen an Netzwiederaufbaukonzepten teilzunehmen. Neben der allgemeinen Untersuchung der Potenziale zu den verschiedenen Erbringungsformen von Systemdienstleistungen aufgrund der technischen und normativen Auslegungskriterien von Biogasanlagen wird die wirtschaftlich optimale Betriebsweise der Anlagen untersucht. Daraus lassen sich Handlungsempfehlungen bzw. nötige Kriterien für den zukünftigen Betrieb von Biogasanlagen sowohl für Anlagenbetreiber als auch für Netzbetreiber ableiten.

An dem von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe geförderten Projekt OPTIBIO-SY sind die Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg und die Ostbayerische Technische Hochschule Amberg-Weiden als Forschungseinrichtungen beteiligt. Als assoziierte Partner stehen die 2G Drives GmbH, die Awite Bioenergie GmbH, die Lechwerke Verteilnetz GmbH, die Lechwerke AG sowie einzelne Biogasanlagenbetreiber dem Projekt zur Seite.

2 Vorgehensweise

2.1 Biogasanlagenbestand und abgeleitete Referenzbiogasanlagen

Um einen Überblick über den Biogasanlagenbestand in Deutschland zu bekommen, werden aus öffentlich zugänglichen Quellen sowie aus Daten der Projektpartner alle installierten Biogasanlagen mitsamt deren wichtigster Anlagenkenngrößen geografisch standortscharf erfasst. Um einen detaillierten Einblick zum momentanen Stand der Biogasbranche zu bekommen, werden 13 am Projekt beteiligte Biogasanlagenbetreiber direkt befragt.

Diese Analyse wird benötigt, um die fünf Referenzbiogasanlagen in Tabelle 1 zu definieren. Typ 1 und 2 stellen eine Altanlage in unflexibler (Typ 1) und flexiblierter Version (Typ 2) dar. Typ 3 und 4 bilden Güllekleinanlagen sowie eine mögliche flexiblierter Version davon ab. Typ 5 entspricht einer stark flexiblierter Großanlage. Für diese verschiedenen Referenzanlagen werden alle relevanten technischen Parameter bestimmt. Sie bilden die Grundlage für alle weiteren Simulationen und Optimierungen.

Tab. 1: Definierte Referenzbiogasanlagentypen

	Anlagentypen	Nennleistung in kW	Installierte Leistung in kW	Anzahl BHKW	Fahrweise
1	Altanlage	250	250	1	Kontinuierlich
2	Flexibilisierte Anlage	250	750	2	Fahrplan (Spot)
3	Güllekleinanlage	75	75	1	Kontinuierlich
4	Flexibilisierte Güllekleinanlage	75	150	2	Fahrplan (Spot)
5	Stark flexibilisierte Neuanlage	1.000	2.800	4	Fahrplan (Spot)

2.2 Netzmodelle und Simulationsmodelle für Referenzbiogasanlagen

Mögliche gezielte Beiträge von Biogasanlagen zum Engpassmanagement und zum Blindleistungshaushalt im Anschlussnetz werden mithilfe von Netzsimulationen untersucht. Hierfür werden drei von der LEW Verteilnetz GmbH zur Verfügung gestellte Netzmodelle realer Mittelspannungsnetze verwendet. Einen groben Überblick über die Netze gibt Tabelle 2. Netzgebiet 1 stellt eine Mischung aus städtischem Gebiet und Ausläufern in umliegende Gemeinden dar. In Netzgebiet 2 ist hauptsächlich ein großes Industriegebiet enthalten. Ein weit ausgedehntes, ländliches Netz mit großer Einspeiseleistung aus er-

neuerbaren Energien wird durch Netzgebiet 3 im Projekt abgebildet. Die Modelle werden mithilfe gemessener und modellierter Zeitreihen von Erzeugungsanlagen und Verbrauchern aufbereitet, sodass Lastflussrechnungen für ein komplettes Jahr in Viertelstundenschritten möglich sind.

Tab. 2: Überblick über die verwendeten Mittelspannungsnetzmodelle

Netzgebiet	1	2	3
Last Gesamt	123 MW	128 MW	102 MW
PV-Anlagen	34 MW	16 MW	43 MW
Windenergieanlagen	0 MW	0 MW	32 MW
Biogasanlagen	3 MW	2 MW	12 MW
Wasserkraftanlagen	0,1 MW	0,1 MW	0,2 MW
Anzahl einzelner Stränge	14	8	8
Länge Kabel	106 km	91 km	134 km
Länge Freileitungen	6 km	6 km	115 km

Mittels verschiedener Simulationsmodelle werden die Referenzbiogasanlagen in die Netzmodelle integriert. Die Simulationsmodelle ermöglichen, verschiedene Verhaltensweisen der Referenzbiogasanlagen einzustellen. So kann beispielsweise eine Einspeisung entsprechend eines vorgegebenen Fahrplans oder auch eine gezielte Regelung der Wirkleistungseinspeisung zur Behebung von Überlastungen an Kabeln und Freileitungen erfolgen.

2.3 Optimierungsmodelle für spotmarkt- und systemdienstleistungsoptimierte Fahrpläne

Zur Erstellung spotmarktoptimierter Fahrpläne für die Referenzbiogasanlagen sowie zur Bewertung von kosten- bzw. erlösoptimalen Systemdienstleistungsbereitstellungen durch Biogasanlagen werden zwei Optimierungsmodelle entwickelt. Das Spotmarktoptimierungsmodell (Spot-OPM) führt eine reine Spotmarktoptimierung aus und berechnet für jeden Tag des Jahres einen Fahrplan. Es basiert auf einem gemischt-ganzzahligen linearen Algorithmus. Das nachfolgende Systemdienstleistungsoptimierungsmodell (SDL-OPM) stellt darauf aufbauend die Erbringung von Systemdienstleistungen ein und passt den Fahrplan entsprechend optimal an. Dieses Modell arbeitet mit einer Kombination aus genetischem, linearem und nichtlinearem Optimierungsalgorithmus.

Beiden Optimierungsmodellen liegt ein Modell einer Biogasanlage zugrunde (Abb. 1). Die Kernkomponenten des Modells sind ein Gasspeicher, eine beliebige Anzahl BHKWs sowie ein Wärmespeicher. Zusätzlich sind ein Ersatzkessel zur Erzeugung fehlender Wärmeenergie sowie ein Kühler zur Abfuhr überschüssiger Wärmeenergie enthalten. Im SDL-OPM ist zusätzlich noch eine Gasfackel enthalten. Bei der Spotmarktoptimierung wird der Einsatz einer Gasfackel nicht ermöglicht.

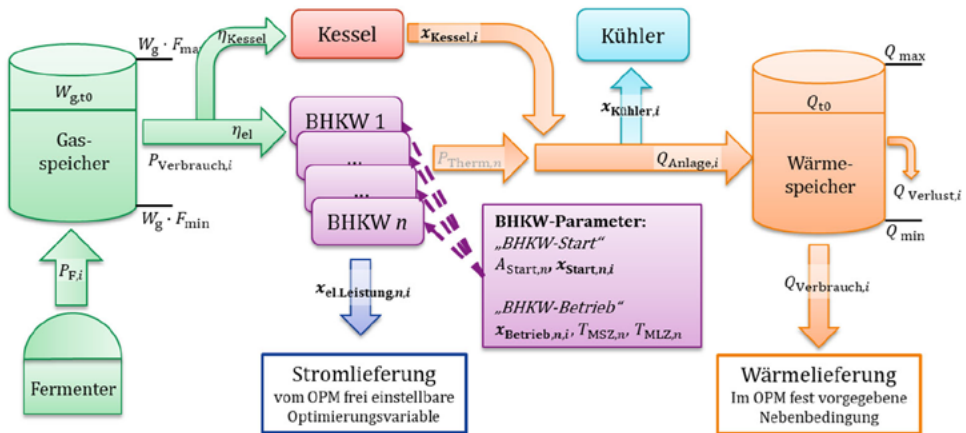


Abb. 1: In den Optimierungsmodellen enthaltene Biogasanlagenmodelle mit den Parametern (© FENES)

Aus dem Fermenter wird ein konstanter Gasvolumenstrom in den Gasspeicher angenommen. Alle Prozesse bis inklusive der Gaserzeugung sind nicht Teil des Modells. Aus dem Gasspeicher entnehmen die BHKWs chemische Leistung und wandeln sie in Strom und Wärme um. Die Wärme wird in einen Wärmespeicher geleitet, der erzeugte Strom in das Netz eingespeist. Die Stromlieferung kann durch den Optimierungsalgorithmus beliebig eingestellt werden. Als Wärmeabnahme dienen verschiedene, fest vorgegebene Wärmezeitreihen. Gasspeicherverluste werden im Modell nicht berücksichtigt, dem Wärmespeicher werden Verluste entnommen.

Das SDL-OPM ist frei parametrierbar umgesetzt, sodass es für verschiedene Untersuchungen innerhalb des Projektes einsetzbar ist. Dem Modell können verschiedene Grenzen der einstellbaren Blindleistung und unterschiedliche Verfahren der lokalen Spannungshaltung vorgegeben werden. Eine Teilnahme an den Regelleistungsmärkten, Gasspeichervorhaltung für einen eventuellen Netzwiederaufbau sowie die Bereitstellung von Wirk- und Blindleistungsflexibilität in angereizter oder erzwungener Form können je nach Szenario individuell vorgegeben werden.

2.4 Motorkostenmodell

Zur Bestimmung der BHKW-Parametrierung wird ein eigenständiges Motorkostenmodell aufgebaut. Mit diesem werden geeignete Werte für die Betriebs- und Startkosten, mittlere Wirkungsgrade sowie Mindestlaufzeiten festgelegt. Basis für dieses Modell ist die Auswertung verschiedener Wartungspläne des Projektpartners 2G sowie öffentlich zugänglicher Quellen. In einem iterativen Ansatz werden aus den Ergebnissen einer ersten, mit Schätzwerten initialisierten, Spotmarktoptimierung die tatsächlichen BHKW-Parameter mit dem Motorkostenmodell ermittelt. Mit den tatsächlichen Parametern wird erneut eine Spotmarktoptimierung ausgeführt.

2.5 Synthetische Zeitreihe für den zukünftigen Spotmarkt

Zur Untersuchung verschiedener Szenarien werden Zeitreihen des Spotmarkts an der Strombörse für 2018 und 2035 benötigt. Die Zeitreihen für die 2018-Szenarien werden von der EEX (European Energy Exchange) bezogen. Für die Szenarien im Jahr 2035 wird eine Analyse der Spotpreisentwicklungen durchgeführt. Das Vorgehen ist in Abbildung 2 skizziert. Zunächst werden Daten über Erzeugung und Last in Deutschland zu einer Residuallast zusammengefügt. Anschließend wird daraus über eine vereinfachte Merit-Order von Gaskraftwerken eine vorläufige Spotmarktzeitreihe erzeugt. Mithilfe eines prognostizierten Preismittelwerts von 56,1 €/MWh aus einer Studie von r2b Energy Consulting (2018) wird diese Spotmarktzeitreihe den Preisentwicklungen für beispielsweise CO₂-Zertifikate und Brennstoffe angepasst. Die erzeugte synthetische Zeitreihe geht als möglicher zukünftiger Spotpreisverlauf in die Optimierung ein.

2.6 Beschreibung des Vorgehens

Zur Untersuchung der Möglichkeiten von Biogasanlagen im Rahmen des Engpassmanagements werden verschiedene Szenarien in den aufbereiteten Netzmodellen simuliert. Dazu wird jeweils eine Referenzanlage in das Netzmodell gesetzt, an der netzdienliche Verhaltensweisen untersucht werden. Ein Unterscheidungsmerkmal zwischen den Szenarien ist die Verwendung verschiedener Referenzanlagen an unterschiedlichen Netzanschlusspunkten. Weiter werden die Szenarien durch die Verwendung zweier spotmarktoptimierter Fahrpläne für die Referenzanlagen unterschieden. Ein Fahrplan wird auf Basis der in 2018 aufgetretenen Spotmarktpreise berechnet, ein weiterer Fahrplan anhand des für 2035 erstellten Preisverlaufes. Zur Engpasserzeugung wird die installierte Leistung aus Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen stufenweise skaliert. Für jedes Szenario werden Lastflussrechnungen über ein komplettes Jahr in Viertelstundenschritten durchgeführt. Bei jeder Jahressimulation wird betrachtet, wie häufig die Referenzbiogasanlage in der Lage ist, die auftretenden Engpässe zu beheben

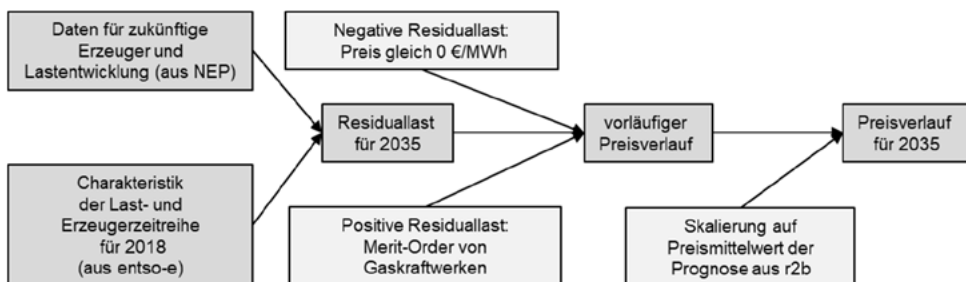


Abb. 2: Vorgehen für die Bestimmung des Preisverlaufs für 2035 (© FENES)

oder zumindest abzuschwächen, wie viel Abregelenergie von der Biogasanlage übernommen und zwischengespeichert werden kann und wie sich die Abregelenergie der anderen Energieträger entwickelt. Die Auswirkungen der Engpassregelungen auf die Kosten- und Erlössituation der Referenzbiogasanlage wird ebenso ausgewertet.

Losgelöst von den Untersuchungen im Anschlussnetz mithilfe der Netzsimulationen wird ein möglicher Beitrag von Biogasanlagen zur Blindleistungsbedarfsdeckung in verschiedenen Hochspannungsnetzregionen in Deutschland untersucht. Dafür wird auf Ergebnisse einer anderen Studie der OTH Regensburg zurückgegriffen (Brückl 2021). Aus den Jahreszeitreihen der Blindleistungsbedarfe verschiedener Netzregionen werden mögliche Preisverläufe für eine Vergütung von Blindleistungseinspeisungen abgeleitet. Unter Verwendung des SDL-OPM werden neue Fahrpläne mit Berücksichtigung dieser Vergütung errechnet. Anschließend erfolgt eine Bewertung der geänderten Fahrpläne sowohl hinsichtlich der Erlössituation für den Biogasanlagenbetreiber als auch hinsichtlich des Beitrages zur Blindleistungsbedarfsdeckung. Mittels einer GIS-basierten Untersuchung der Anzahl und Leistungen von Biogasanlagen in den betrachteten Netzgebieten können Aussagen über die möglichen Beiträge von Biogasanlagen zum Blindleistungsbedarf in diesen Netzgebieten getroffen werden.

3 Analyse ausgewählter Systemdienstleistungen

3.1 Simulationsergebnisse zum Engpassmanagement durch Biogasanlagen

Gezielte Auswertungen an einzelnen Beispielszenarien zeigen, dass die Einflussmöglichkeiten einer Biogasanlage auf Stromprobleme abhängig von den Gegebenheiten im jeweiligen Netzstrang sind. Außerdem ergibt sich eine Abhängigkeit davon, welcher Energieträger (Wind oder Photovoltaik) einen Engpass verursacht und welcher Fahrplan für die Referenzbiogasanlage zugrunde gelegt wird. Beispielhaft werden nachfolgend die Simulationsergebnisse eines PV- und eines windbedingten Stromproblems in zwei Mittelspannungssträngen beschrieben.

In Abbildung 3 ist das Verhältnis der von der Biogasanlage aufgenommenen Abregelenergie zur insgesamt notwendigen Abregelenergie für die Szenarien mit windbedingtem Engpass dargestellt. Über die Abszisse ist das Verhältnis der engpassverursachenden Leistung zur Bemessungsleistung der Referenzbiogasanlage aufgetragen. Unter „engpassverursachende Leistung“ ist die installierte Leistung des skalierten Energieträgers (Wind, PV) zu verstehen, die über die installierte Leistung hinausgeht, bei der zum ersten Mal ein Engpass im betrachteten Netzstrang auftritt. Abbildung 4 zeigt die gleiche Auswertung für die Szenarien mit PV-bedingten Engpässen.

Bei windbedingten Engpässen ist die Biogasanlage in dem betrachteten Strang nicht in der Lage, die ersten Engpässe, die im Jahresverlauf auftreten, zu beheben. Sie ist zu dieser Zeit ausgeschaltet. Daraus ergibt sich, dass bei geringen engpassverursachenden Leistungen der Anteil der Biogasanlage an der insgesamt notwendigen Abregelenergie bei null liegt. Die Biogasanlage verbessert die Engpasssituation in diesen Fällen alleine aufgrund des spotmarktoptimierten Betriebes. Eine gezielte Regelung ist nicht mehr möglich. Im dargestellten Szenario mit PV-bedingten Engpässen ist die Biogasanlage mit dem Fahrplan für 2018 in Betrieb, wenn die ersten Engpässe auftreten. Deshalb liegt der Anteil, den die Biogasanlage bei kleinen engpassverursachenden Leistungen an der Abregelenergie übernehmen kann, in diesem Fall bei 100 %.

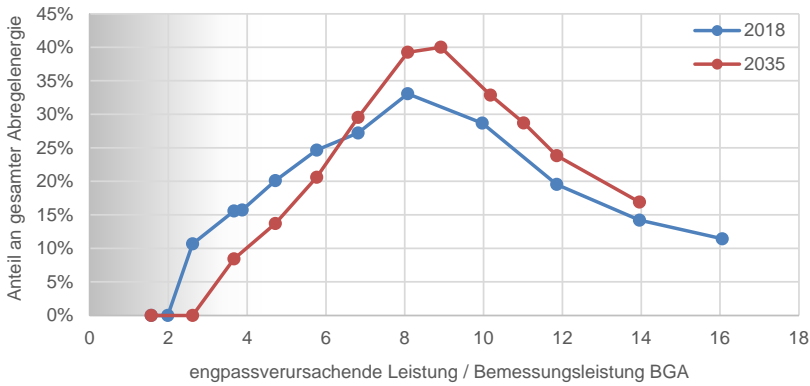


Abb. 3: Entwicklung des Anteils der Biogasanlage an der Abregelenergie im Strang bei windbedingten Engpässen in einem Mittelspannungsstrang (© FENES)

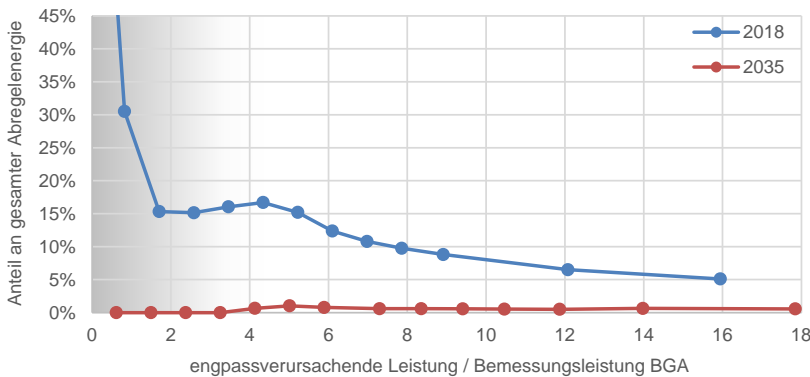


Abb. 4: Entwicklung des Anteils der Biogasanlage an der Abregelenergie im Strang bei PV-bedingten Engpässen in einem Mittelspannungsstrang(© FENES)

Mit steigender Skalierung der Windeinspeisung nimmt auch der Anteil zu, den die Biogasanlage an der insgesamt notwendigen Abregelenergie übernehmen kann. Der maximale Anteil von ca. 33 % bei Betrieb mit dem Fahrplan für 2018 ergibt sich, wenn die engpassverursachende Leistung dem Achtfachen der Bemessungsleistung der Biogasanlage entspricht. Mit dem Fahrplan für 2035 tritt das Maximum beim Neunfachen der Bemessungsleistung auf und beträgt ca. 40 %. Nachdem das Maximum überschritten ist, nimmt der Anteil der Abregelenergie der Biogasanlage zur Behebung der sich weiter verschlimmernden Engpässe kontinuierlich ab. Im Szenario mit PV-bedingten Engpässen tritt ein lokales Maximum bei einem Verhältnis von engpassverursachender Leistung zu Bemessungsleistung von ca. 4 bis 5 auf. Der maximale Anteil an der Abregelenergie liegt bei Betrieb mit dem spotmarktoptimierten Fahrplan für 2018 bei knapp 17 %, bei Anwendung des Fahrplans für 2035 bei etwas über 1 %. Die anfänglich hohen Anteile der Biogasanlage an der Abregelenergie werden nicht betrachtet, da diese Werte einzig davon abhängen, ob die Biogasanlage zu den Zeitpunkten der ersten auftretenden Engpässe im Jahresverlauf in Betrieb ist oder nicht.

Zu den Szenarien, bei denen die Biogasanlagen den größten Einfluss auf die Abregelenergie haben, werden nachfolgend die möglichen Kosteneinsparungen betrachtet. Dabei sind die dem Biogasanlagenbetreiber entstehenden Kosten durch Anpassung des Fahrplans auf den Engpass bereits herausgerechnet. In den Szenarien der windbedingten Engpässe wird durch gezielten Einsatz der Biogasanlage eine Einsparung von bis zu 24 % (2018) bzw. 26 % (2035) der Gesamtausfallarbeitskosten erzielt. Bei der Untersuchung des Szenarios mit PV-bedingten Engpässen zeigt sich, dass für das lokale Maximum im Jahr 2018 eine Einsparung der Gesamtausfallarbeitskosten um etwa 13 % möglich ist. Für 2035 kann die Biogasanlage mit nur 1 % Einsparung der Gesamtausfallarbeitskosten kaum mehr zur Engpassbehebung beitragen.

Es lässt sich festhalten, dass die Biogasanlage bei windbedingten Engpässen einen größeren Anteil der Abregelenergie aufnehmen kann als bei PV-bedingten Engpässen. Diese Beobachtung trifft auch auf weitere, hier nicht dargestellte Szenarien zu. Der Grund dafür liegt in den Einflüssen von Wind- und PV-Einspeisung auf die Spotmarktpreise. Während hohe Windeinspeisungen dazu führen, dass das Niveau der Spotmarktpreise über einen längeren Zeitraum absinkt, führen hohe PV-Einspeisungen zu einem „Preistal“ um die Mittagsstunden. Bei der tageweise durchgeführten Spotmarktoptimierung wird auf ein PV-bedingtes Preistal durch Verlagerung der Einspeisephase der Biogasanlage reagiert, wohingegen bei einer Änderung des Preisniveaus keine Anpassungsreaktion erfolgt. Somit sind spotmarktoptimiert einspeisende Biogasanlagen zu Zeiten hoher Windeinspeisung regelmäßig in Betrieb, während sie den Zeiten hoher PV-Einspeisung ausweichen. Bei PV-bedingten Engpässen ergibt sich somit eine netzdienliche Wirkung durch die Spotmarktoptimierung. Gezielte Reaktionen auf Engpässe sind – insbesondere

mit dem Fahrplan für 2035 – kaum möglich. Bei windbedingten Engpässen wird hingegen erst durch gezielte Regelungen ein netzdienliches Verhalten erreicht.

3.2 Blindleistungspotenzial durch Biogasanlagen

Eine erste GIS-basierte Abschätzung des Blindleistungspotenzials durch Biogasanlagen für drei ausgewählte Hochspannungsnetzgruppen (Brückl 2021) in Deutschland zeigt Tabelle 3. Ausgehend von der installierten Biogasanlagenleistung wird das Blindleistungspotenzial stark vereinfacht über verschiedene $\cos\varphi$ abgeschätzt. Zu beachten ist, dass durch Vorgaben zur lokalen Spannungshaltung bereits ein Teil dieses Blindleistungspotenzials gebunden ist. Je nach Netzgruppe können die installierten Biogasanlagen bei einem $\cos\varphi = 0,90$ zwischen 6 und 21 % des maximal im Jahresverlauf auftretenden Bedarfs im Jahr 2035 abdecken. Die Blindleistungsbedarfe werden aus Brückl (2021) entnommen und stellen den maximalen Gesamtbedarf aller Netzebenen ab der Hochspannungsebene abwärts im Kabelausbauszenario für 2035 dar. Die Abschätzung bezieht sich auf den heutigen Anlagenbestand, welcher in der Bestandsanalyse erfasst wird. Reduziert sich der Bestand zum Beispiel um ein Drittel seiner installierten Leistung, verringert sich auch das Blindleistungspotenzial um ein Drittel. Eine detailliertere, zeitreihenbasierte Auswertung des Blindleistungspotenzials liegt zum Zeitpunkt der Erstellung der Veröffentlichung noch nicht vor.

Tab. 3: GIS-basierte Abschätzung des Blindleistungspotenzials von Biogasanlagen in den jeweiligen Netzgruppen (Anlagenbestand Szenario „Heute“)

Netzgruppe	D76	D72	D22
Gebietszuordnung	Bayern	NRW	Niedersachsen
Maximaler induktiver Blindleistungsbedarf	289 MVar	1.231 MVar	649 MVar
Maximaler kapazitiver Blindleistungsbedarf	496 MVar	1.249 MVar	1.937 MVar
Gesamtanzahl BGA	606	331	1017
Installierte Biogasanlagenleistung	216 MW	162 MW	596 MW
Maximale Blindleistung mit $\cos\varphi = 0,95$	71 MVar	53 MVar	196 MVar
Maximale Blindleistung mit $\cos\varphi = 0,90$	105 MVar	79 MVar	289 MVar

4 Ausblick

Aufbauend auf den Erkenntnissen im Projekt OPTIBIOSY sollten weitere Untersuchungen angestrebt werden. So ist eine weiterführende Betrachtung des Beitrages von Biogasanlagen zum Engpassmanagement auch in den überlagerten Netzebenen äußerst empfehlenswert. Da der Redispatch zunehmend als Standardwerkzeug zur Engpassbehebung eingesetzt wird, könnte vor allem für Biogasanlagen mit flexibler Fahrweise und Gasspei-

chermöglichkeiten hierdurch eine weitere wichtige Einnahmequelle entstehen. Nachdem Blindleistung seit 2021 seitens der Netzbetreiber marktgestützt beschafft werden muss, sollten die möglichen Auswirkungen der zukünftigen Bepreisung von Blindleistung auf die Biogasanlagen weiter analysiert werden. Auch wenn heute noch vollkommen unklar ist, ob und in welchem Umfang die Bereitstellung von Momentanreserve künftig nach marktwirtschaftlichen Prozessen erfolgen wird, wäre zur Vorbereitung sowie argumentativen Unterstützung einer solchen die Analyse der Wechselwirkung zwischen einer zunehmend sportmarktoptimierten Fahrweise von Biogasanlagen und der Bereitstellung von Momentanreserve sehr empfehlenswert.

Literatur

- Brückl, O. (2021): Zukünftige Beschaffung von Blindleistung II, OTH Regensburg: im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (2017): dena-Studie – Entwicklung einer Verfahrensweise zur quantitativen Bewertung verschiedener Blindleistungsbereitstellungsoptionen. Berlin, Dena
- Fachverband Biogas e.V. (2019): Branchenzahlen 2019 und Prognose der Branchenentwicklung 2020, [http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/20-07-23_Biogas_Branchenzahlen-2019_Prognose-2020.pdf](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/20-07-23_Biogas_Branchenzahlen-2019_Prognose-2020.pdf), Zugriff am 26.04.2021
- r2b Energy Consulting (2018): Die Rolle der Kohle bei der Erreichungdes nationalen Klimaschutzziels 2030, im Auftrag des BMWi: Präsentationsfolien
- Witsch, K. (2018): Energiewende: Die Biogas-Branche kämpft ums Überleben. Handelsblatt: <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energiewende-zu-teuer-und-politisch-ungewollt-die-biogas-branche-kaempft-ums-ueberleben/23658942.html>, Zugriff am 21.01.2021

Möglichkeiten und Herausforderungen der praxisnahen Prozesssimulation an Biogasanlagen

SÖREN WEINRICH

1 Einleitung

Der andauernde energiepolitische Diskurs zeigt deutlich, dass eine dauerhafte Akzeptanz für einen Ausbau bzw. Erhalt der Biogastechnologie nur unter Berücksichtigung der individuellen Potenziale der unterschiedlichen Substrate und Reststoffe sowie der charakteristischen Vorteile ihrer energetischen (oder stofflichen) Nutzung in einer Biogasanlage möglich ist. Aktuelle Forschungsvorhaben untersuchen zahlreiche Nutzungspfade, um eine stärkere Verzahnung biotechnologischer, chemischer sowie energie- und verfahrenstechnischer Prozesse zu ermöglichen und Biogasanlagen damit gezielt in effiziente Konversionsverfahren zur Herstellung biobasierter Produkte bei kombinierter stofflicher und energetischer Nutzung vielfältiger Substrate und Reststoffe zu integrieren (Theuerl et al. 2019). Für einen bedarfsorientierten, aber sicheren Anlagenbetrieb bei stark schwankenden Substratqualitäten bzw. -quantitäten sind alle Verfahrenskonzepte dabei auf eine präzise Prozessführung unter Berücksichtigung der biochemischen Einflussfaktoren und Grenzen angewiesen.

Gemeinsam mit den prozessbegleitenden Messwerten und Laboranalysen bieten dynamische Modelle dabei eine belastbare Grundlage zur Zustandsüberwachung und Prozessregelung. Grundsätzlich können geeignete Prozessmodelle für eine

- realitätsnahe Anlagenauslegung und Effizienzbewertung,
- detaillierte Prozessanalyse und gezielte Prozessoptimierung,
- modellbasierte Prozessregelung und Zustandsüberwachung,
- Entwicklung und Evaluation von Betriebs- oder Automatisierungskonzepten,
- Planung oder Ersatz kostenintensiver Versuchsreihen oder
- Erforschung bio- bzw. physikochemischer Zusammenhänge

verwendet werden. Im Praxisbetrieb kann eine Modellrechnung somit als Entscheidungshilfe für den Anlagenfahrer dienen oder aber als Fundament für eine automatisierte Prozessführung zur bedarfsgerechten Biogasproduktion eingesetzt werden. Für den aktuellen wissenschaftlichen und energiepolitischen Diskurs lassen sich geeignete Prozessmodelle zur Entwicklung und Optimierung zukunftsfähiger Betriebskonzepte von Biogasanlagen nutzen.

2 Möglichkeiten

In Abhängigkeit von den verfügbaren Messdaten und vorhandenen Informationen über die physikalischen bzw. biochemischen Gesetzmäßigkeiten der anaeroben Vergärung stehen verschiedene Werkzeuge zur Prozesssimulation an Biogasanlagen zur Verfügung (Abb. 1).

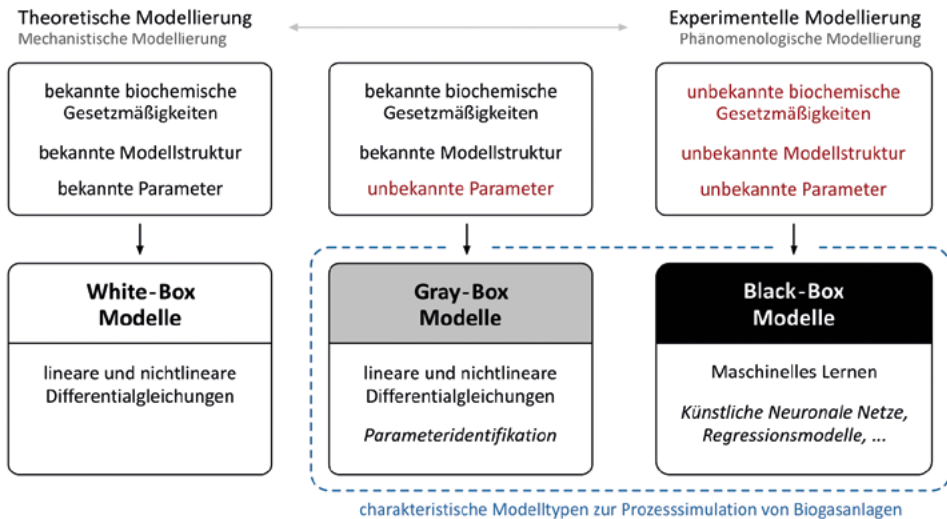


Abb. 1: Allgemeine Modellierungsmöglichkeiten dynamischer Systeme (© Weinrich, angepasst nach Isermann und Münchhof 2011)

So ist die Entwicklung mechanistischer White-Box-Modelle zur vollständigen Beschreibung des anaeroben Biogasprozesses aufgrund der komplexen und zum Teil unbekanntem bzw. empirischen Abhängigkeiten bis heute nicht möglich. Entsprechend werden üblicherweise Gray-Box- oder Black-Box-Modelle zur Prozesssimulation von Biogasanlagen verwendet (Abb. 1). So beschreiben Gray-Box-Modelle – wie beispielsweise das etablierte Anaerobic Digestion Model No. 1 (ADM1) (Batstone et al. 2002) – bekannte Reaktionspfade unter Verwendung von empirischen Abbau- bzw. Wachstumsfunktionen, sodass lediglich einzelne Funktionsparameter durch numerische Schätzverfahren identifiziert werden müssen. Black-Box-Modelle basieren ausschließlich auf dem Prozesswissen experimenteller Daten und etablieren durch vielfältige Methoden maschinellen Lernens einen funktionalen Zusammenhang zwischen Ein- und Ausgangsgrößen.

2.1 Dynamische Reaktionsmodelle

Seit Ende der 1960er-Jahre sind eine Vielzahl dynamischer Modelle zur Berechnung unterschiedlicher Kenngrößen der anaeroben Biogaserzeugung entwickelt worden (Weinrich und Nelles 2021a). Aus dem Zusammenschluss unterschiedlicher Prozessmodelle bzw. Modellteile hat sich das ADM1 durch zahlreiche Anwendungsfälle und Erweiterungen mittlerweile als Standard zur Modellierung anaerober Prozesse in der wissenschaftlichen Praxis etabliert (Batstone et al. 2015).

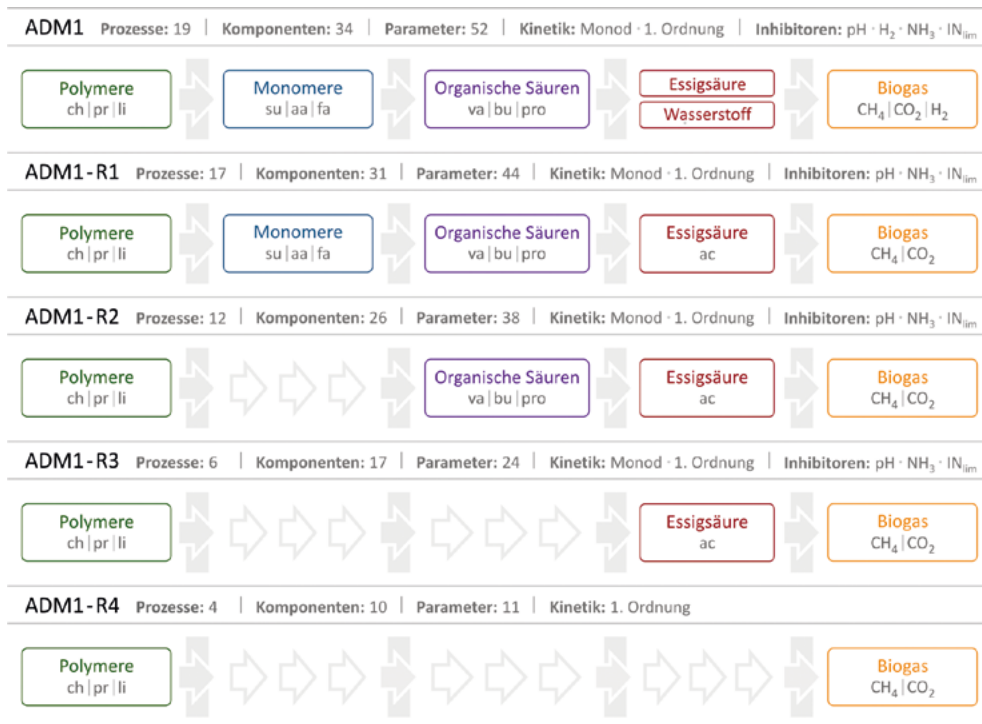


Abb. 2: Prozessphasen und Komponenten unterschiedlicher Modellvereinfachungen des ADM1 (© Weinrich)

Aufgrund der komplexen Modellstruktur bei einer Vielzahl an unbekanntem Modellparametern und Eingangsgrößen lässt sich das ADM1 jedoch bis heute nicht standardisiert an großtechnischen Biogasanlagen zur modellbasierten Zustandsüberwachung oder Prozessregelung verwenden, da gewöhnlich nur ein Bruchteil der für eine eindeutige Modellanpassung notwendigen Messdaten in der erforderlichen Quantität und Qualität vorhanden ist. Für die praxisnahe Simulation von landwirtschaftlichen Biogasanlagen wurden daher systematisch vereinfachte Modellvarianten des etablierten ADM1 entwickelt (Abb. 2). Wohingegen umfangreiche Modelle wie das vollständige ADM1 oder

ADM1-R1 einzelne Abbauwege und Zwischenprodukte der Acido- und Acetogenese detailliert abbilden, beschreibt das stark vereinfachte ADM1-R4 die Biogasproduktion direkt über den Abbau einzelner Nährstoffe (Kohlenhydrate, Proteine und Fette) anhand einer Bruttoreaktion erster Ordnung (Weinrich und Nelles 2021b).

Erste Versuchsergebnisse zur Prozessregelung oder Zustandsüberwachung belegen deutlich, dass die entwickelten Modellvarianten für eine aussagekräftige Simulation der charakteristischen Kenngrößen und Prozessindikatoren der Biogastechnologie geeignet sind. So lässt sich das ADM1-R4 zur detaillierten Beschreibung der bedarfsgerechten Biogasproduktion verwenden (Abb. 3) und als belastbare Grundlage einer modellbasierten Prozessregelung für einen optimierten Substrateinsatz zur Prozessflexibilisierung an Bestandsanlagen bei geringem Gasspeicherbedarf einsetzen (Mauky et al. 2016).

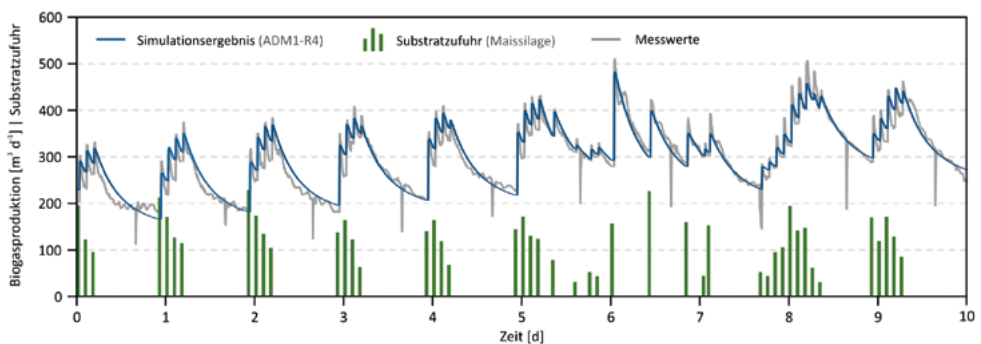


Abb. 3: Simulation der flexiblen Biogasproduktionsrate anhand des ADM1-R4 (© Weinrich)

Erweiterte Modellstrukturen wie das ADM1-R3 oder ADM1-R2 können für eine Abbildung relevanter Zwischenprodukte und charakteristischer Prozessindikatoren verwendet werden (Abb. 4) (Weinrich et al. 2021). Dabei entspricht die grundlegende Modellstruktur des ADM1-R3 dem zweistufigen Modell von Bernard et al. (2001), welches häufig zur modellbasierten Prozessüberwachung und -regelung in der anaeroben Abwasserbehandlung eingesetzt wird (Petre et al. 2013, Rodriguez et al. 2015). So existieren vielfältige Modelle, welche ähnliche Zustandsgrößen oder Prozessphasen im anaeroben Biogasprozess beschreiben. Eine direkte Vergleichbarkeit zwischen den einzelnen Modellen ist durch die unterschiedlichen Reaktionsgleichungen und verwendeten Wachstums- bzw. Inhibierungsfunktionen häufig jedoch nicht gegeben. Alle Modellvarianten der systematischen Vereinfachung des ADM1 (Abb. 2) beruhen dabei auf der grundlegenden Stöchiometrie des ADM1 und erlauben somit einen ergänzenden Einsatz unterschiedlicher Modellstrukturen.

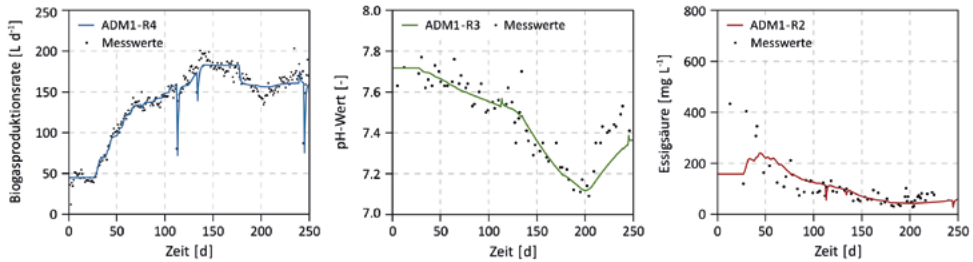


Abb. 4: Simulation charakteristischer Kenngrößen und Prozessindikatoren anhand unterschiedlicher Modellvereinfachungen des ADM1 (© Weinrich)

Zusätzlich lassen sich einfache Modellstrukturen auf Basis der fermentierbaren organischen Trockensubstanz (FoTS) und unterschiedlicher Reaktionskinetiken erster Ordnung zur Simulation der Biogasproduktionsrate verwenden (Abb. 5). Entsprechende Modelle sind analytisch (ohne numerische Lösungsverfahren) lösbar und werden üblicherweise zur Bestimmung kinetischer Modellparameter in Batchversuchen verwendet (Weinrich et al. 2020). Dabei existieren nur vereinzelt Untersuchungen, welche vergleichbare Modellansätze zur Simulation kontinuierlich betriebener Biogasreaktoren einsetzen (López et al. 2015, Janke et al. 2019).

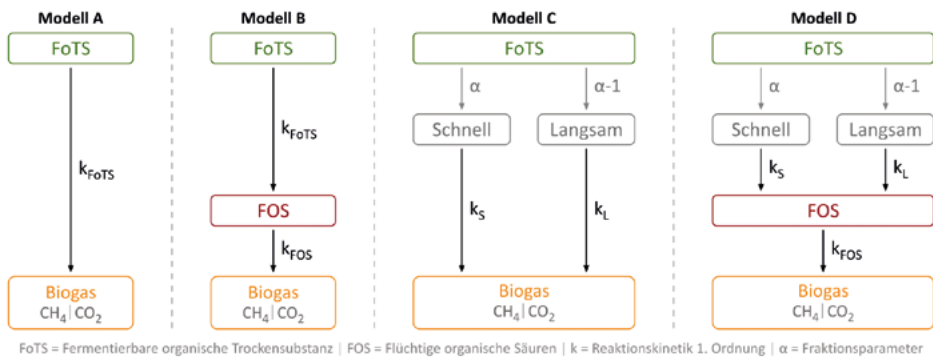


Abb. 5: Praxisnahe FoTS- bzw. Fraktionsmodelle auf Basis einer Reaktionskinetik erster Ordnung (© Weinrich, in Anlehnung an Brulé et al. 2014)

Entsprechende Reaktionsmodelle lassen sich zur Simulation der dynamischen Gasproduktion verwenden und ermöglichen gerade durch die vereinfachte Modellstruktur bei einer geringen Anzahl an Modellparametern eine eindeutige und interpretierbare Prozessbeschreibung. Elementare Zusammenhänge, wie der Einfluss der Verweilzeit oder die Gewährleistung der Massenbilanz, sind in den Bilanzgleichungen der Reaktionsmodelle hinterlegt, sodass entsprechende Modelle als aussagekräftige Grundlage zum Vergleich unterschiedlicher Reaktorsysteme und Betriebsweisen verwendet werden können. So lässt sich beispielsweise ein Reaktionsmodell mit zwei Fraktionen an schnell

und langsam abbaubarer FoTS (Modell C in Abb. 5) zur Simulation der Gasproduktion von Batchversuchen und quasi-kontinuierlich betriebenen Praxisanlagen verwenden (Abb. 6). Durch die geringe Anzahl an Modellparametern lassen sich direkt konkrete Aussagen zum Biogasbildungspotenzial oder der wirksamen Abbaukinetik der eingesetzten Substrate formulieren. Dabei ist durch geeignete Schätzverfahren und eine fehlerfreie Messwerterfassung eine eindeutige und belastbare Identifikation der unbekanntenen Modellparameter sicherzustellen.

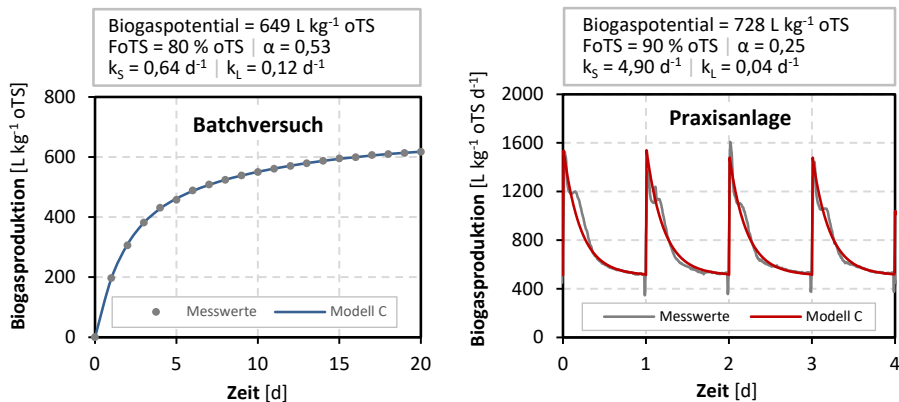


Abb. 6: Vergleich unterschiedlicher Betriebsweisen und Reaktormaßstäbe anhand eines vereinfachten FoTS-Modells (Modell C in Abb. 5) © Weinrich)

2.2 Maschinelles Lernen

Neben mechanistischen Reaktionsmodellen sind auch zahlreiche Black-Box-Modelle auf Basis von maschinellem Lernen zur Prozesssimulation an Biogasanlagen bekannt. So konnten klassische künstliche neuronale Netze (Multilayer perceptron) erfolgreich für die Beschreibung typischer Messgrößen der Biogastechnologie angewendet werden (Beltramo et al. 2019, Güçlü et al. 2011, Strik et al. 2005). Weiterhin lassen sich auch Klassifizierungsverfahren, wie beispielsweise Support Vector Machines (Wang et al. 2020) oder Random Forest (De Clercq et al. 2020), zur Vorhersage einzelner Kenngrößen im anaeroben Biogasprozess verwenden. Auch wenn sich entsprechende Verfahren zur Abbildung ausgewählter Kenngrößen eignen, sind für die dynamische Prozesssimulation vor allem Methoden zu wählen, welche konkret zur Simulation oder Vorhersage von Zeitreihen entwickelt wurden. So lässt sich bereits anhand einer klassischen Zeitreihenanalyse auf Basis linearer Regressionsmodelle die Biogasproduktionsrate bei der Vergärung landwirtschaftlicher Substrate praxisnah beschreiben (Dittmer et al. 2021). In Bezug auf die Verwendung künstlicher neuronaler Netze sind dabei rekurrente Netze (McCormick und

Villa 2019) oder Verfahren auf Basis von autoregressiven Modellen (Dhussa et al. 2014) für eine effiziente Simulation dynamischer Prozesse an Biogasanlagen geeignet.

Grundsätzlich sind die experimentellen bzw. phänomenologischen Modelle nur im Bereich der vorhandenen Messdaten gültig. Aussagen zu möglichen Prozessstörungen bzw. -hemmungen sind nur dann möglich, wenn das jeweilige Verhalten bereits anhand der verfügbaren Messdaten erlernt wurde. Die etablierten Reaktionsmodelle der anaeroben Vergärung ermöglichen bei geeigneter Parametrierung eine verlässliche Vorhersage vielfältiger Betriebsbedingungen und Prozesszustände (einschließlich Prozesshemmungen). Unbekanntes oder anlagenspezifisches Prozessverhalten – wie beispielsweise der konkrete Einfluss der Rührwerke auf die Biogasproduktionsrate – lassen sich jedoch nur schwer in die mechanistischen Modellstrukturen integrieren. Weitere Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Modellierungsmethoden sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tab. 1: Vor- und Nachteile von Reaktionsmodellen und maschinellem Lernen

Modelltyp	Vorteile	Nachteile
Reaktionsmodelle Gray-Box-Modelle	<ul style="list-style-type: none"> • Nutzung bekannter Gesetzmäßigkeiten und biochemischer Zusammenhänge • interpretierbare Modellstruktur und Parameter • gezielte Abbildung bzw. Vorhersage von Prozessstörungen oder Inhibierungseffekten 	<ul style="list-style-type: none"> • es lassen sich nur bekannte Abhängigkeiten implementieren; unbekanntes Prozessverhalten ist nicht zu erlernen • erfordert detaillierte Input- bzw. Substratcharakterisierung • mitunter hoher Aufwand zur Anpassung an ein konkretes Anlagen- und Betriebskonzept
Maschinelles Lernen Black-Box-Modelle	<ul style="list-style-type: none"> • Anwendung an beliebigen Anlagenkonzepten (bei entsprechender Datenbasis) • gezielte Simulation prozessspezifischer Eigenschaften • Nutzung vielfältiger Messtechnik an Biogasanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> • keine interpretierbare Modellstruktur oder Parameter • Modell nur im Bereich der Messdaten gültig, d.h. geringe Übertragbarkeit auf andere Anlagenkonzepte oder Betriebsbedingungen; Prozessstörungen müssen erlernt werden

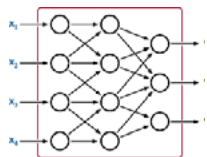
3 Herausforderungen

Um modellbasierte Automatisierungskonzepte zur Zustandsüberwachung und Prozessführung langfristig im regulären Praxisbetrieb von Biogasanlagen zu etablieren, ist die verfügbare Modelltheorie anhand repräsentativer Anlagenkonzepte zur kontinuierlichen Vergärung unterschiedlicher Substrate und Reststoffe bei vielfältigen Betriebs- bzw. Prozessbedingungen (einschließlich möglicher Prozessstörungen) im Labor- und Praxismaßstab zu erproben. Im Rahmen dieser Untersuchungen lassen sich folgende Herausforderungen und weiterführende Forschungsschwerpunkte definieren:



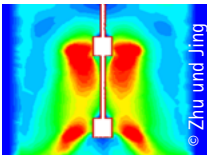
Substratcharakterisierung

Für eine aussagekräftige Inputcharakterisierung der unterschiedlichen Prozessmodelle werden standardisierte Labormethoden für eine direkte und präzise Bestimmung der fermentierbaren Substratbestandteile benötigt.



Maschinelles Lernen

Auf Basis zeitabhängiger Lernverfahren bzw. statistischer Zeitreihenanalyse und verfügbarer Messdaten an Praxisanlagen sind geeignete Black-Box-Modelle zur Simulation und Vorhersage etablierter Kenngrößen der Biogastechnologie weiterzuentwickeln.



Strömungsmechanik

Für einen direkten Nachweis möglicher Durchmischungseffekte auf den anaeroben Biogasprozess werden geeignete Methoden zur Ortsdiskretisierung etablierter Reaktionsmodelle (einschließlich einer detaillierten experimentellen Validierung) benötigt.



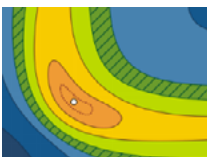
Messtechnik

Zur kontinuierlichen Prozessüberwachung im großtechnischen Anlagenbetrieb werden robuste und aussagekräftige Sensoren auf Basis etablierter bzw. neuartiger Messverfahren sowie modellbasierter Softsensoren benötigt.



Großtechnische Anwendung

Das umfangreiche Wissen zur modellbasierten Zustandsüberwachung und Prozessregelung ist gezielt für den praxisnahen Einsatz im regulären Anlagenbetrieb weiterzuentwickeln und anhand von Demonstrationsversuchen im Detail zu evaluieren.



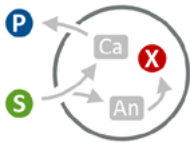
Systemtheorie

Verfügbare Prozessmodelle sind gezielt hinsichtlich ihrer systemtechnischen Eigenschaften zu untersuchen und gezielt für einen standardisierten Einsatz in modellbasierten Automatisierungskonzepten an großtechnischen Biogasanlagen weiterzuentwickeln.



Mikrobielle Kenngrößen

Für eine realitätsnahe Identifikation der kinetischen Wachstumsraten und mikrobiellen Biomassertragskoeffizienten werden belastbare Methoden für eine präzise und differenzierte Bestimmung von Zellkonzentrationen in komplexen Gärmedien benötigt.



Thermodynamische Modellierung

Auf Basis thermodynamischer Abhängigkeiten, unter Berücksichtigung der freien Enthalpie (Gibbs-Energie), sind mechanistische Modelle zur detaillierten Beschreibung mikrobieller Wachstumsprozesse und gezielter Validierung anhand mikrobiologischer Messgrößen zu etablieren.

4 Perspektiven

Grundsätzlich sind zahlreiche Prozessmodelle zur Simulation von Biogasanlagen bekannt. Hinsichtlich der messtechnischen Ausstattung von Biogasanlagen besitzen insbesondere die vereinfachten Modellstrukturen durch die geringe Anzahl an benötigten Modellparametern und das robuste Systemverhalten klare Vorteile für den praxisnahen Einsatz. Dabei hat die konkrete Zielstellung zur Zustandsüberwachung oder Prozessregelung einen erheblichen Einfluss auf die Auswahl einer geeigneten Modellstruktur. Unter Berücksichtigung der konkreten Anlagen- und Betriebskonzepte (einschließlich der verwendeten Substrattypen) sowie der verfügbaren Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik sind einzelne Modelle gezielt für die Anwendung im großtechnischen Anlagenbetrieb zu entwickeln (Abb. 7).

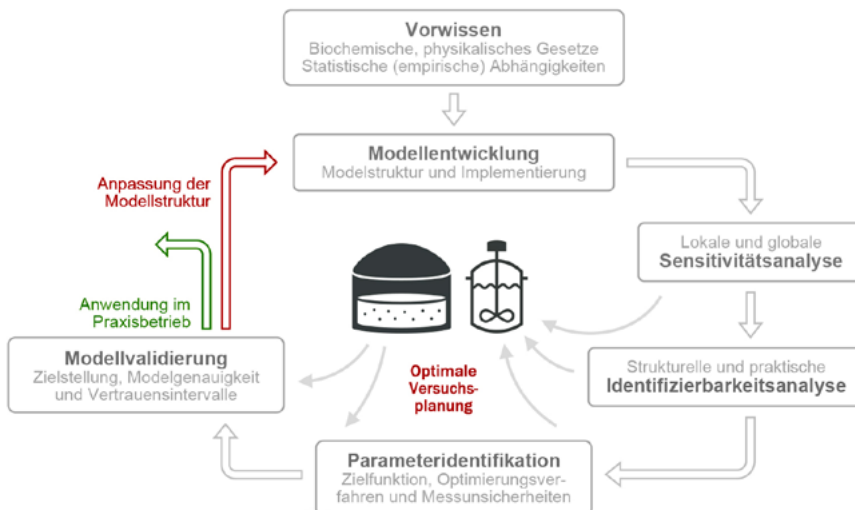


Abb. 7: Systematische Vorgehensweise zur Modellentwicklung (© Weinrich)

Auf Basis der jeweiligen Wissensgrundlage (Vorwissen) zu den biochemischen Gesetzmäßigkeiten oder statistischen Abhängigkeiten lassen sich gezielt geeignete Modellstrukturen für den jeweiligen Anwendungsfall entwickeln und implementieren. Lokale oder globale Sensitivitätsanalysen ermöglichen die Identifikation einflussreicher Modellparameter und lassen sich zur Varianzanalyse der gesamten Modellstruktur verwenden (Saltelli et al. 2004). Zusätzliche Untersuchungen zur strukturellen und praktischen Identifizierbarkeit liefern wichtige Aussagen zur gezielten bzw. eindeutigen Bestimmung unbekannter Modellparameter und sind damit eine essenzielle Voraussetzung für einen robusten Einsatz im großtechnischen Anlagenbetrieb (Dochain und Vanrolleghem 2001). Gemeinsam mit der gewählten Methode zur Parameteridentifikation lassen sich diese systemtheoretischen Verfahren zudem zur optimalen Versuchsplanung (Optimal Experimental Design, OED) einsetzen (Atkinson et al. 2007). Auf Basis experimenteller Versuchsdaten entscheidet die abschließende Modellvalidierung anhand der konkreten Zielstellung über eine erneute Anpassung der gewählten Modellstruktur oder eine weiterführende Anwendung in modellbasierten Automatisierungskonzepten.

Literatur

- Atkinson, A.C.; Donev, A. N.; Tobias, R.D. (2007): *Optimum Experimental Designs*. Oxford University Press, New York
- Batstone, D.J.; Keller, J.; Angelidaki, I.; Kalyuzhnyi, S.V.; Pavlostathis, S.G.; Rozzi, A.; Sanders, W.T.M.; Siegrist, H.; Vavilin, V.A. (2002): *Anaerobic Digestion Model No.1 (ADM1)*. IWA Publishing, London
- Batstone, D.J.; Puyol, D.; Flores-Alsina, X.; Rodriguez, J. (2015): Mathematical modelling of anaerobic digestion processes applications and future needs. *Reviews in Environmental Science and Biotechnology* 14(4), pp. 595–613. <https://doi.org/10.1007/s11157-015-9376-4>
- Beltramo, T.; Klocke, M.; Hitzmann, B. (2019): Prediction of the biogas production using GA and ACO input features selection method for ANN model. *Information Processing in Agriculture* 6(3), pp. 349–356. <https://doi.org/10.1016/j.inpa.2019.01.002>
- Bernard, O.; Hadj-Sadok, Z.; Dochain, D.; Genovesi, A.; Steyer, J.P. (2001): Dynamical model development and parameter identification for an anaerobic wastewater treatment process. *Biotechnology and bioengineering* 75(4), pp. 424–438. <https://doi.org/10.1002/bit.10036>
- Brulé, M.; Oechsner, H.; Jungbluth, T. (2014): Exponential model describing methane production kinetics in batch anaerobic digestion: A tool for evaluation of biochemical methane potential assays. *Bioprocess and biosystems engineering* 37(9), pp. 1759–1770. <https://doi.org/10.1007/s00449-014-1150-4>
- De Clercq, D.; Wen, Z.; Fei, F.; Caicedo, L.; Yuan, K.; Shang, R. (2020): Interpretable machine learning for predicting biomethane production in industrial-scale anaerobic co-digestion. *Science of the Total Environment* 712, 134574. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.134574>

- Dhussa, A.K.; Sambhi, S.S.; Kumar, S.; Kumar, S.; Kumar, S. (2014): Nonlinear Autoregressive Exogenous modeling of a large anaerobic digester producing biogas from cattle waste. *Bioresource technology* 170, pp. 342–349. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2014.07.078>
- Dittmer, C.; Krümpel, J.; Lemmer, A. (2021): Modeling and Simulation of Biogas Production in Full Scale with Time Series Analysis. *Microorganisms* 9(2), 324. <https://doi.org/10.3390/microorganisms9020324>
- Dochain, D.; Vanrolleghem, P. (2001): *Dynamical Modelling and Estimation in Wastewater Treatment Processes*. IWA Publishing, London
- Güçlü, D.; Yılmaz, N.; Ozkan-Yucel, U.G. (2011): Application of neural network prediction model to full-scale anaerobic sludge digestion. *Journal of Chemical Technology and Biotechnology* 86(5), pp. 691–698. <https://doi.org/10.1002/jctb.2569>
- Isermann, R.; Münchhof, M. (2011): *Identification of Dynamic Systems*. Springer Verlag, Heidelberg
- Janke, L.; Weinrich, S.; Leite, A.F.; Sträuber, H.; Nikolausz, M.; Nelles, M.; Stinner, W. (2019): Pre-treatment of filter cake for anaerobic digestion in sugarcane biorefineries: Assessment of batch versus semi-continuous experiments. *Renewable Energy* 143, pp. 1416–1426. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.05.029>
- López, I.; Passeggi, M.; Borzacconi, L. (2015): Validation of a simple kinetic modelling approach for agro-industrial waste anaerobic digesters. *Chemical Engineering Journal* 262, pp. 509–516. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2014.10.003>
- Mauky, E.; Weinrich, S.; Nägele, H.-J.; Jacobi, H. F.; Liebetau, J. und Nelles, M. (2016): Model Predictive Control for Demand-Driven Biogas Production in Full Scale. *Chemical Engineering and Technology* 39(4), pp. 652–664. <https://doi.org/10.1002/ceat.201500412>
- McCormick, M.; Villa, A.E.P. (2019): LSTM and 1-D Convolutional Neural Networks for Predictive Monitoring of the Anaerobic Digestion Process. In: *Artificial Neural Networks and Machine Learning – ICANN 2019*, Hg. Tetko, I.; Kůrková, V.; Karpov, P.; Theis F., Springer, pp. 725–736. https://doi.org/10.1007/978-3-030-30493-5_65
- Petre, E.; Selisteanu, D.; Sendrescu, D. (2013): Adaptive and robust-adaptive control strategies for anaerobicwastewater treatment bioprocesses. *Chemical Engineering Journal* 217(1), pp. 363–378. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2012.11.129>
- Rodriguez, A.; Quiroz, G.; Femat, R.; Méndez-Acosta, H.O.; de León, J. (2015): An adaptive observer for operation monitoring of anaerobic digestion wastewater treatment. *Chemical Engineering Journal* 269(1), pp. 186–193. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2015.01.038>
- Saltelli, A.; Tarantola, S.; Campolongo, F.; Ratto, M. (2004): *Sensitivity Analysis in Practice. A Guide to Assessing Scientific Models*. Wiley, New York
- Strik, D.P.B.T.B.; Domnanovich, A.M.; Zani, L.; Braun, R.; Holubar, P. (2005): Prediction of trace compounds in biogas from anaerobic digestion using the MATLAB Neural Network Toolbox. *Environmental Modelling and Software* 20(6), pp. 803–810. <https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2004.09.006>
- Theuerl, S.; Herrmann, C.; Heiermann, M.; Grundmann, P.; Landwehr, N.; Kreidenweis, U.; Prochnow, A. (2019): The Future Agricultural Biogas Plant in Germany: A Vision. *Energies* 12, 396. <https://doi.org/10.3390/en12030396>
- Wang, L.; Long, F.; Liao, W.; Liu, H. (2020): Prediction of anaerobic digestion performance and identification of critical operational parameters using machine learning algorithms. *Bioresource Technology* 298, 122495. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2019.122495>

- Weinrich, S.; Astals, S.; Hafner, S.D.; Koch, K. (2020): Kinetic modelling of anaerobic batch tests. In: Methods to determine parameters for analysis purposes and parameters that describe processes in the biogas sector, Hg. Liebetrau, J.; Pfeiffer, D., Series Biomass energy use 7, DBFZ, Leipzig, pp. 349–369
- Weinrich, S.; Nelles, M. (2021a): Basics of Anaerobic Digestion – Biochemical Conversion and Process Modelling. DBFZ Report 40, Leipzig. <https://www.dbfz.de/pressemediathek/publikationsreihen-des-dbfz/dbfz-reports/dbfz-report-nr-40>
- Weinrich, S.; Nelles, M. (2021b): Systematic simplification of the Anaerobic Digestion Model No. 1 (ADM1) – Model development and stoichiometric analysis. *Bioresource Technology* 333, 125124. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2021.125124>
- Weinrich, S.; Mauky, E.; Schmidt, T.; Krebs, C.; Liebetrau, J.; Nelles, M. (2021): Systematic simplification of the Anaerobic Digestion Model No. 1 (ADM1) – Laboratory experiments and model application. *Bioresource Technology* 333, 125104. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2021.125104>

Förderhinweis

Dieser Beitrag wurde im Rahmen der Nachwuchsforschergruppe „Modellbasierte Zustandsüberwachung und Prozessführung an Biogasanlagen“ (FKZ: 2219NR333) durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) gefördert.

Optimierung des Betriebs und Designs von Rührwerken zur Senkung des Eigenstromverbrauchs von Biogasanlagen

BENJAMIN OHNMACHT, ANDREAS LEMMER, HANS OECHSNER, PHILIPP KRESS

1 Einleitung

Neueste Untersuchungen zum Bestand der Biogasanlagen in Deutschland zeigen, dass der Großteil der Anlagen als quasikontinuierlicher, mesophiler Rührkesselreaktor ausgeführt ist, deren Haupteinsatzstoffe Wirtschaftsdünger sowie Mais- und Grassilage sind (Biogas-Messprogramm III 2021). So gut wie jede Anlage verfügt über eine Erfassung der produzierten Strommenge und damit über eine näherungsweise Abschätzung der produzierten Biogasmenge. Des Weiteren ist oftmals eine Erfassung der Einsatzstoffe sowie teilweise der Gasmenge und -zusammensetzung vorhanden. Diese Messtechnik ist bisher für den ordnungsgemäßen und sicheren Betrieb ausreichend. Weitere Messtechnik ist daher nur vereinzelt auf Biogasanlagen anzutreffen.

Bei der Rührwerkstechnik kommt meist ein schnelllaufendes Tauchmotorrührwerk zum Einsatz, das gegebenenfalls mit weiteren Tauchmotorrührwerken oder anderen Rührwerkstypen wie Stabrührwerken oder langsam laufenden Großflügelrührwerken kombiniert wird. Jeder Rührwerkstyp hat dabei individuelle Vorteile: So sind Tauchmotorrührwerke relativ günstig in der Anschaffung und einfach zu warten oder auszutauschen. Zudem sind sie oft flexibel in der Höhe und Ausrichtung einstellbar und können damit effektiv zur Beseitigung von Schwimm- und Sinkschichten eingesetzt werden.

Allerdings führt der Betrieb von Tauchmotorrührwerken oftmals zu einer starken mechanischen Beanspruchung der Mikroorganismen. Zudem steht der Stromverbrauch oftmals in einem ungünstigen Verhältnis gegenüber der erbrachten Mischleistung. Langsam laufende Großflügelrührwerke versuchen, diese Nachteile zu überwinden, indem sie das Gärmedium schonend und effizient durchmischen. Allerdings sind diese Rührwerkstypen teuer in der Anschaffung und weisen eine geringere Flexibilität in der Ausrichtung auf. In neuester Zeit wurden daher großflügelige Tauchmotorrührwerke entwickelt, die bei mittlerer Drehzahl eingesetzt werden und versuchen, die Vorteile der unterschiedlichen Rührwerkstypen zu vereinen (Lemmer et al. 2013, Nägele et al. 2012, Lindmark et al. 2014).

Bereits in den 1970er-Jahren wurden Durchmischungsvorgänge in Faultürmen von Kläranlagen und später in Biogasanlagen experimentell untersucht. In den folgenden Jahren und Jahrzehnten rückte das Thema Rühren immer weiter in den Fokus. Experimentelle Arbeiten in Labor und Praxis wurden um Simulationen per CFD (Computatio-

nal Fluid Dynamics) ergänzt und lieferten einen tieferen Einblick in die Mischvorgänge in Biogasanlagen (Kress et al. 2020, Kolano und Kraume 2019, Lomtscher et al. 2017). Allerdings sind bis heute die physikalischen Vorgänge beim Rühren in Fermentern noch nicht vollständig verstanden worden und das schwer zugängliche und rheologisch komplexe Gärmedium stellt hohe Anforderungen an die Messtechnik, sodass konventionelle Methoden kaum anwendbar sind.

Im Biogasprozess erfüllt das Rühren mehrere Aufgaben: Neben der Verteilung der Wärme aus der Fermenterbeheizung dient es dazu, die meist punktförmig zudosierten Substrate im Fermenter zu verteilen. Daneben werden durch das Rühren Prozessstörungen wie die Bildung von Schaum sowie von Schwimm- und Sinkschichten vermieden bzw. behoben. Ein Nebeneffekt des Rührens ist zudem die dadurch erleichterte Freisetzung von Biogas aus dem Gärsubstrat.

Allerdings zeigten Untersuchungen, dass stärkeres Rühren oft keine weiteren Vorteile mit sich bringt. Teilweise wurden sogar negative Effekte auf zu starkes Rühren zurückgeführt. So haben in Biogasanlagen die Rührwerke oftmals den mit Abstand größten Anteil am Eigenstromverbrauch und beeinflussen damit die Wirtschaftlichkeit der Anlage. In weiteren Studien wurde festgestellt, dass sich zu starkes Rühren negativ auf die Prozessstabilität und auf den Biogasertrag auswirken kann. Es wird angenommen, dass die mechanische Belastung und die Zerstörung von mikrobiellen Gemeinschaften im Fermenter zu einer verminderten Gasproduktion und damit zu einer geringeren Wirtschaftlichkeit führen. Allerdings konnten dazu noch keine eindeutigen Hinweise ermittelt werden, da sich zum Teil gegensätzliche Effekte in den Untersuchungen zeigten (Lindmark et al. 2014).

Es ist allerdings anzunehmen, dass sich reduziertes, intermittierendes Rühren positiv auf den Biogasprozess und auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen auswirken kann. Neben der Stromeinsparung und des geringeren Wartungsaufwands kann unter Umständen von einem gesteigerten Biogasertrag profitiert werden.

Neben der Reduzierung der Rührintensität ist das Herstellen von Propellerkorrespondenz ein wirksames Mittel, um beim Betrieb mit mehreren Rührwerken eine Kosteneinsparung zu erreichen. Die Propellerkorrespondenz beschreibt darin die Zusammenarbeit der Rührwerke im Fermenter, sodass die gemeinsame Mischleistung größer ist als die Summe der Mischleistung der einzelnen Rührwerke. Dadurch kann die Rührdauer erheblich gesenkt und das durchmischte Reaktorvolumen erhöht werden. Beides führt zu einer Steigerung der Anlageneffizienz.

2 Optimierungspotenzial und Optimierungsmöglichkeiten

Neben der Optimierung von Rührwerken gibt es noch eine Vielzahl an anderen Repowering-Maßnahmen zur Effizienzsteigerung, wie beispielsweise der Einsatz von Gärhilfsstoffen, Substrataufbereitung, Erneuerung wichtiger Anlagentechnik wie BHKW oder Einbringsystem, bauliche Maßnahmen wie Fermentervergrößerung, Wärmedämmung oder Reduzierung der Methanemission sowie die wirtschaftliche Wärme- und Gärrestnutzung. Optimierungen bei der Rührwerkstechnik sind in diesem Zusammenhang relativ einfach umzusetzen und können anhand bestehender Messtechnik bewertet werden.

2.1 Energieeinsparpotenzial bei der Rührtechnik

Das Stromeinsparpotenzial kann am besten aus der anlagenindividuellen Messung des Gesamtstrombedarfs und des Rührstrombedarfs bzw. aus der Laufzeit der Rührwerke ermittelt werden. Stehen diese Messwerte nicht zur Verfügung, kann näherungsweise auf Faustzahlen aus Studien zum Eigenstromverbrauch an Biogasanlagen zurückgegriffen werden. So kommen mehrere Untersuchungen zu dem Ergebnis, dass sich der Gesamteigenstrombedarf an Bestandsanlage oftmals im Bereich von 10 % des produzierten Stroms befindet (Biogas-Messprogramm III 2021, Nägele 2012, Streicher et al. 2016). Der Anteil der elektrischen Energie für die Rührvorgänge bezüglich des produzierten Stroms wird mit durchschnittlich 5 % angegeben. Bei einer angenommenen Stromproduktion von 30 TWh pro Jahr aus Biogas in Deutschland ergibt sich damit ein durchschnittlicher Strombedarf für das Rühren aller Biogasanlagen von etwa 4 GW – das entspricht in etwa der elektrischen Nettoleistung dreier Atomkraftwerke.

In einer nicht repräsentativen Untersuchung an der Forschungsbiogasanlage der Universität Hohenheim am Unteren Lindenhof in Eningen u. A. wurde eine vereinfachte Energiebilanz des dort verwendeten BHKW erstellt, um darin den Eigenbedarf für das Rühren einordnen zu können. Die für die Bilanz benötigten Größen sind in Tabelle 1 zusammengefasst und wurden aus Herstellerangaben übernommen, rechnerisch bestimmt oder aus Messwerten abgeleitet. Abbildung 1 zeigt die ermittelten Werte.

Ausgehend vom chemischen Energiegehalt des verwendeten Biogases können etwa 20 % nicht für die weitere Strom- bzw. Wärmenutzung verwendet werden, da dieser Anteil als latente und fühlbare Wärme im Abgas sowie als Umwandlungsverluste im Stromerzeugungssystem verloren geht. Ungefähr 80 % der eingesetzten Energie sind potenziell nutzbar, wobei ca. 37 % als elektrische Energie und 43 % als thermische Energie vorliegen. Der erzeugte Strom wird vollständig genutzt (auf der Versuchsstation und mit der Einspeisung in das Netz). Die anfallende Wärme kann für die Beheizung der Fermenter und der Versuchsstation genutzt werden, sodass ca. 38 % der ursprünglich eingesetzten Brennstoffenergie als Nutzwärme verwendet werden. Weitere 5 % können nicht genutzt werden und werden als Wärmeenergie an die Umgebung abgegeben, sodass in etwa ein Gesamtnutzungsgrad von 75 % erreicht wird. Die angegebenen Werte sind stark von den örtlichen Gegebenheiten und der Betriebsweise abhängig und können daher nicht verallgemeinert werden.

Tab. 1: Größen für die vereinfachte, relative Bilanzierung des BHKW an der Forschungsanlage

Größe	Relativer Wert	Kommentar
Brennwert Biogas	100 %	Referenzwert
Verluste (latente + fühlbare Wärme, mechanische Verluste)	20 %	berechnet + Herstellerangaben
Stromerzeugung	37 %	Messwert
Nutzbare Wärme	43 %	Messwert
Genutzte Wärme (Heizung, Fernwärme)	38 %	Messwert
Weitere Wärmeverluste	5 %	Messwert
Eigenstrombedarf	4 %	Messwert
Rührstrombedarf	2 %	Messwert

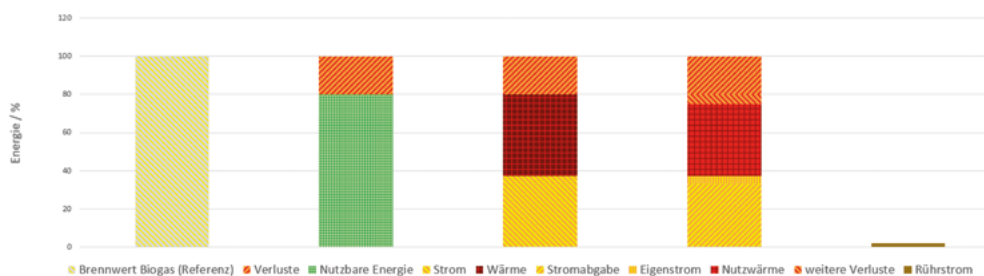


Abb. 1: Energieflüsse im BHKW und Einordnung der Energienutzung. Weitere Details im Text und in Tabelle 1.

Der Eigenstrombedarf der Forschungsanlage beträgt in etwa 4 % der eingesetzten Brennstoffenergie, wobei 2 % auf das Betreiben der Rührwerke zurückzuführen sind. Gesamtenergetisch betrachtet, spielen Einsparungen beim Rühren auf den ersten Blick

also eine untergeordnete Rolle und die zuvor genannten Repowering-Maßnahmen können zum Teil zu einem scheinbar deutlich höheren Effizienzgewinn beitragen. Allerdings sind Verbesserungen bei der Rührtechnik verhältnismäßig einfach in Bestandsanlagen umzusetzen. Zudem kommt dem Rühren bei der absoluten, monetären Betrachtung eine bedeutsamere Rolle zu. Nicht zuletzt hat Rühren einen direkten Einfluss auf den Biogasprozess und wirkt sich damit unmittelbar auf die Menge an bereitgestelltem Biogas aus. Die Hebelwirkung des Rührens geht damit über das bloße Einsparpotenzial bei der Rührenergie hinaus.

2.2 Einsparung durch Propellerkorrespondenz

In einer Versuchsreihe wurde die Zusammenarbeit zweier Rührwerke („Propellerkorrespondenz“) über Mischzeitversuche untersucht. Dazu wurde eine biologisch abbaubare Tracersubstanz (Propionsäure) eingesetzt und ihre räumliche und zeitliche Verteilung in einem der Praxisfermenter der Forschungsbiogasanlage untersucht. Die Korrektur der gemessenen Tracerkonzentration um den biologischen Abbau während eines Experiments erfolgte über einen Reaktionsansatz nullter Ordnung. Die dazu benötigte Reaktionskonstante k wurde experimentell für zwei verschiedene Temperaturen bestimmt und beschreibt die Abbaugeschwindigkeit bezogen auf die Gärsubstratmasse: $k(\vartheta = 45\text{ °C}) = 25\text{ mg kg}^{-1}\text{ h}^{-1}$ und $k(\vartheta = 51\text{ °C}) = 8\text{ mg kg}^{-1}\text{ h}^{-1}$. Diese Werte haben einen spezifischen Charakter und können nicht auf andere Anlagen übertragen werden. Abbildung 2 zeigt beispielhaft das Ergebnis für das Abbauexperiment bei 45 °C.

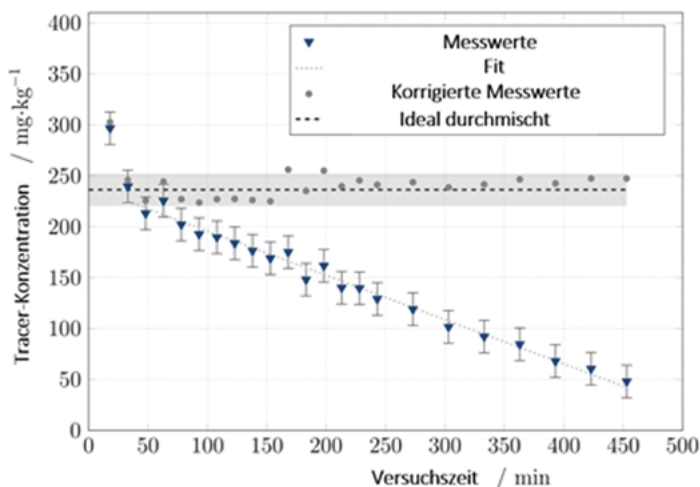


Abb. 2: Abbauexperiment zum verwendeten Tracer bei 45 °C. Es konnte eine Reaktion nullter Ordnung angenommen werden.

Bei den Mischzeitversuchen wurden zwei Varianten untersucht. In der ersten Variante wurde der Behälter nur mit einem Rührwerk durchmischt (Flygt Tauchmotorrührwerk 4670, 13 kW Nennleistung, 11,5 kW tatsächliche Leistung im Versuch, 365 U/min). In der zweiten Variante wurde ein Stabrührwerk hinzugeschaltet (Rema Biogator HPR1, 15 kW Nennleistung, 8,5 kW tatsächliche Leistung im Versuch, 75 U/min). Über einen Zeitraum von ca. vier Stunden wurde die örtliche und zeitliche Verteilung des Tracers und damit die Mischgüte bestimmt. Abbildung 3 zeigt die Mischgüte im Fermenter für die beiden Versuchsvarianten.

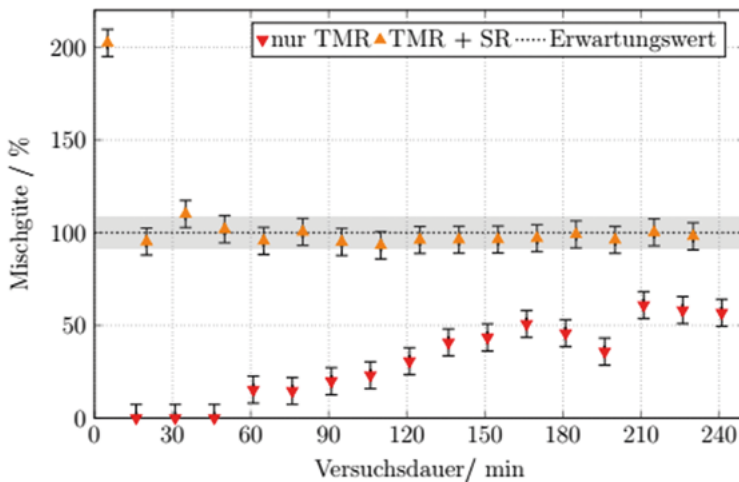


Abb. 3: Verlauf der Mischgüte über der Zeit für die beiden Versuchsvarianten „nur Tauchmotorrührwerk (TMR)“ und „Tauchmotorrührwerk mit Stabrührwerk (SR)“

Es wurde ein erheblicher Unterschied zwischen den Varianten festgestellt. Während in Variante 1 (nur TMR) die Mischzeit zum Erreichen einer Mischgüte von 90 % außerhalb des experimentellen Betrachtungszeitraums lag und mit ca. 8 h geschätzt werden musste, reduzierte sich der Wert in Variante 2 auf ca. 0,5 h. Die benötigte Mischzeit konnte um ca. 95 % und der Strombedarf um 90 % gesenkt werden.

Parallel zu den Mischzeituntersuchungen wurde die Gärsubstratviskosität gemessen. Es zeigte sich, dass die scheinbare Viskosität in Variante 2 geringer war als in der ersten Variante. Die Reduktion der benötigten Mischzeit lässt sich zum Teil auch auf diesen Effekt zurückführen.

2.3 Ausblick: Reduktion der Rührintensität (Projekt „Sens-O-Mix“)

Weitere Energieeinsparpotenziale sind durch die Reduktion der Rührdauer und der Rührintensität erschließbar. Im optimalen Fall wird das Gärmedium im Fermenter nur noch dann mit gerade ausreichender Intensität durchmischt, wenn es die Gegebenheiten erfordern („bedarfsgerechtes Rühren“). Bei diesem Vorgehen ist eine umfangreiche und ortsauflösende Messtechnik nötig, wie sie im Projekt „Sens-O-Mix“ (FKZ: 2219NR388) erarbeitet und eingesetzt werden soll.

3 Fazit und Ausblick

In der Praxis beruhen Rühreinstellungen nach wie vor auf Erfahrungswerten und visuellen Eindrücken. Dies ist nicht zuletzt der Komplexität und der Unzugänglichkeit des Gärsubstrats zuzuschreiben. Neuere Untersuchungen in Labor, Praxis und mit CFD versuchen, diese Grenzen zu überwinden und die physikalischen Grundlagen der Rührvorgänge herzuleiten.

Effizienzsteigerungen beim Rühren können einen Beitrag zum wirtschaftlichen Betrieb von Biogasanlagen leisten – durch Stromeinsparungen oder durch Steigerung der Biogasausbeute. Möglichkeiten dafür sind das Herstellen von Propellerkorrespondenz oder das bedarfsgerechte, messtechnikbasierte Rühren.

Literatur

- Biogas-Messprogramm III (2021): DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)
- Kolano, M.; Kraume, M. (2019). Flow Compartments in Viscoelastic Fluids Using Radial Impellers in Stirred Tanks. *Chemical Eng. Technol.* 1–11. <https://doi.org/10.1002/ceat.201900122>
- Kress, P.; Nägele, H. J.; Lemmer, A.; Kolb, B. (2020): Flow velocities and flow profiles in a thoroughly mixed biogas fermenter. *Landtechnik* 75(2), pp. 35–50
- Lemmer, A.; Naegel, H. J.; Sondermann, J. (2013): How efficient are agitators in biogas digesters? Determination of the efficiency of submersible motor mixers and incline agitators by measuring nutrient distribution in full-scale agricultural biogas digesters. *Energies* 6, pp. 6255–6273, <https://doi.org/10.3390/en6126255>
- Lindmark, J.; Thorin, E.; Bel Fdhila, R.; Dahlquist, E. (2014): Effects of mixing on the result of anaerobic digestion: Review. *Renewable Sustainable Energy Rev.* 40, pp. 1030–1047, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.182>
- Lomtscher, A.; Jobst, K.; Fogel, S.; Rostalski, K.; Stempin, S.; Kraume, M. (2017): Scale-up of mixing processes of highly concentrated suspensions using electrical resistance tomography. *Flow measurement and instrumentation* 53, pp. 56–66

Nägele, H.J.; Lemmer, A.; Oechsner, H.; Jungbluth, T. (2012): Electric energy consumption of the full-scale research biogas plant Unterer Lindenhof: Results of longterm and full detail measurements. *Energies* 5, pp. 5198–5214, <https://doi.org/10.3390/en5125198>

Streicher, G.; Kliche, R.; Buschmann, A.; Pohl, A.; Effenberger, M. (2016): Monitoring von Biogasanlagen – Diversifizierung der Einsatzstoffe und Verfahrenstechnik. Abschlussbericht. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft

Förderhinweis

Wir möchten der FNR für die finanzielle Unterstützung des Projekts „OptiFlex“ (FKZ: 22402716) danken, in dessen Rahmen unsere Untersuchungen stattgefunden haben. Des Weiteren danken wir Jacqueline Kindermann und Annette Buschmann für die Analyse unzähliger Proben, Alexander Lehr und Jakob Grüner für ihren Einsatz bei den Experimenten sowie Martin Gutbrod, Thomas Hölz, Ali Bahcaci und Bernd Fetzer für die täglichen Arbeiten an der Forschungsbiogasanlage.

EvEmBi – Methanemissionen von Biogasanlagen und mögliche Minderungsmaßnahmen

LUKAS KNOLL, TORSTEN REINELT, ANGELA VESENMAIER, MARTIN REISER

1 Einleitung

Ausgehend vom Pariser Abkommen hat die Bundesregierung 2016 den Klimaschutzplan 2050 verabschiedet, der vorsieht, Deutschland bis zum Jahr 2050 weitestgehend treibhausgasneutral werden zu lassen. Durch das im Jahr 2019 beschlossene Bundes-Klimaschutzgesetz wurden die Sektorziele für 2030 konkretisiert. Neben den Handlungsfeldern Industrie, Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft sowie Landnutzung und Forstwirtschaft spielt der Umbau der Energiewirtschaft eine zentrale Rolle bei der Erreichung der Klimaschutzziele. So sollen die Emissionen dieses Sektors bis 2030 um bis zu 62 % gegenüber 1990 gesenkt werden. Dies ist nur durch den stetigen Ausbau erneuerbarer Energiequellen und -technologien in Kombination mit dem Rückgang des Einsatzes fossiler Energie möglich (BMU 2016).

Durch den Einsatz von Wind- und Solarenergieanlagen sowie der Erzeugung von Biogas und Biomethan können fossile Brennstoffe als Energieträger verdrängt und so Treibhausgasemissionen eingespart werden. Mit mehr als 9.000 Biogasanlagen (BGA) und fast 230 Biomethananlagen ist Deutschland weltweit der größte Produzent von Biogas und Biomethan (dena 2020). Methan, Energieträger und Hauptbestandteil von Biogas, ist jedoch auch ein sehr wirksames Treibhausgas mit einem CO₂-Äquivalent von 28 bezogen auf 100 Jahre (Myhre et al. 2013). Daher ist es von großer Bedeutung klimaschädliche Treibhausgasemissionen an Biogasanlagen, verursacht durch unerwünschte Freisetzung von Methan, möglichst gering zu halten. Minderungen von Methanemissionen sind nicht nur für den Klimaschutz essenziell, auch die Treibhausgasbilanz der Anlage wird verbessert. Darüber hinaus sind sie aus wirtschaftlichen und sicherheitstechnischen Gründen für die BGA-Betreibenden von Bedeutung.

Das Verbundvorhaben „Evaluation and reduction of methane emissions from different European biogas plant concepts – EvEmBi“ zielte darauf ab, belastbare Daten zur Emissionssituation des BGA-Bestandes zu erheben und repräsentative Methan-Emissionsfaktoren (EF) für verschiedene BGA-Konzepte zu ermitteln. Darüber hinaus wurden Strategien für anlagenspezifische Minderungsmaßnahmen entwickelt und an ausgewählten Anlagen umgesetzt. Auch der Wissenstransfer von Emissionsminderungsmöglichkeiten an Biogasanlagen, durch die Veröffentlichung von Hintergrundpapieren, Schulungen für Betreibende und die Entwicklung eines Freiwilligenprogramms in

Anlehnung an das schwedische und dänische Freiwilligensystem zur Emissionsminderung im Biogassektor, stand im Fokus.

2 Methanemissionen an Biogasanlagen

Methanemissionen an Biogasanlagen und deren Ursachen können sehr unterschiedlich sein. Entlang der gesamten Prozesskette, von der Substratlagerung über den Fermentationsschritt bis hin zur Energiegewinnung bzw. dem Biomethanaufbereitungsprozess, können, in Abhängigkeit gewisser Einflussgrößen, Methanemissionen auftreten. Neben dem Anlagentyp und dem damit verbundenen unterschiedlichen Substrateinsatz und dessen Lagerung, ist die eingesetzte Anlagentechnik, die Anlagengröße und das Anlagenalter zu nennen (Fachverband Biogas 2020, Scheutz und Fredenslund 2019).

Emissionsquellen können in verschiedene Kategorien eingeteilt werden. Punktquellen lassen sich i. d. R. vollständig analysieren, da der Emissionsbereich räumlich begrenzt ist und so eine geführte Quelle vorliegt. Dazu zählen die Abluft aus Blockheizkraftwerken (BHKW) und Biomethanaufbereitungsanlagen (BGAA) sowie Emissionen aus Über-/Unterdrucksicherungen (ÜUDS) in Folge von betriebsbedingten Störungen oder die Methan-diffusion in der Stützluft von Doppelmembrangasspeichern. Lassen sich die Quellen aufgrund ihrer Größe (z. B. offene Gärproduktlager oder große Biofilter), nicht komplett erfassen, werden sie als Flächenquellen bezeichnet. Darüber hinaus können diffuse Quellen, die klein und dadurch nur sehr schwer identifizierbar sind und zeitlich variierende Quellen, die von bestimmten Betriebszuständen der BGA abhängen, unterschieden werden. Ausgehend von diesen Quellarten muss die Methodik zur Identifizierung und Quantifizierung der Emissionen individuell angepasst werden.

2.1 Messmethodik zur Quantifizierung von Emissionen

Zur Bestimmung der Gesamtemissionen einer Biogasanlage werden grundsätzlich zwei Verfahren unterschieden. Mithilfe des On-Site-Ansatzes, bei dem abhängig von der Emissionsquelle verschiedene Quantifizierungsmethoden zur Anwendung kommen, werden alle Einzelemissionsquellen der Anlage detektiert, quantifiziert und zur Gesamtemission der Anlage aufsummiert. Als großer Vorteil dieser Methode wird zum einen die Möglichkeit gesehen, Emissionsquellen genau zuzuordnen zu können und zum anderen daraus EF für bestimmte Anlagenkomponenten abzuleiten. Dem gegenüber steht der Remote-Sensing-Ansatz, bei dem sowohl im Luv als auch im Lee der BGA in ausreichender Entfernung die Methankonzentration in der Luft gemessen und so deren Gesamtmethanemission bestimmt werden kann. Etablierte Verfahren sind die inverse Ausbreitungsrechnung (Inverse Dispersion Modelling Method – IDMM) und die Tracergasmethode (Tracer

Dispersion Method – TDM). Beide Remote-Sensing-Verfahren ermöglichen Methanemissionen über einen längeren Zeitraum zu messen, wobei der Zeitaufwand der Messungen unabhängig von der Anlagengröße bleibt (Liebetrau et al. 2017). Messvergleichsstudien haben aufgezeigt, dass Messungen mit dem Remote-Sensing-Ansatz oft zu einer höheren Emissionsrate im Vergleich zum On-Site-Ansatz führen. Der Grund dafür wird darin gesehen, dass mit dem On-Site-Ansatz diffuse Quellen nicht zu identifizieren sind und einzelne Quellen übersehen werden können (Fredenslund et al. 2018).

2.2 Ausgewählte Methanemissionsquellen

Im Forschungsvorhaben EvEmBi wurden in vier Ländern Emissionsmessungen an insgesamt 37 BGA (Deutschland 13, Österreich 13, Schweden 7 und der Schweiz 4) sowohl mit dem On-Site-Ansatz als auch dem Remote-Sensing-Ansatz gemäß den Empfehlungen der MetHarmo-Guideline (Clauß et al. 2019a) durchgeführt. Dabei wurden die länderspezifischen Charakteristika der Anlagenbestände berücksichtigt. So ist beispielsweise der deutsche Bestand durch landwirtschaftliche Anlagen mit Vor-Ort-Verstromung dominiert, während im skandinavischen Raum vorwiegend Bioabfall- und Reststoffanlagen mit Biogasaufbereitung zum Einsatz kommen.

In Abbildung 1 ist die Art und Häufigkeit der detektierten Leckagen der elf mit dem On-Site-Ansatz untersuchten deutschen BGA zusammengefasst. Insgesamt wurden 92 Leckagen detektiert, was im arithmetischen Mittel etwa acht Leckagen je Anlage entspricht.

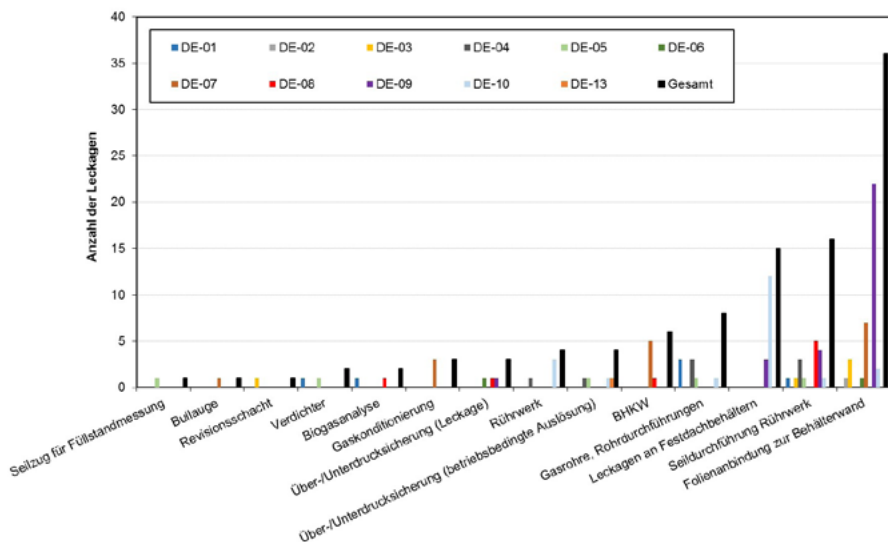


Abb. 1: Anzahl der detektierten Leckagen in Abhängigkeit der Anlagenkomponente der untersuchten EvEmBi-Biogasanlagen (Reinelt und Clauß 2021)

Davon hatten vier BGA maximal zwei Leckagen und drei Anlagen mindestens zehn detektierte Leckagen. Ohne Berücksichtigung dieser drei Anlagen mit mehr als zehn Leckagen wurden im arithmetischen Mittel 3,8 Leckagen je Anlage gefunden.

Neben Leckagen an der Folienanbindung zur Behälterwand (37 Leckagen) traten gehäuft Leckagen an den Seildurchführungen der Tauchmotorrührwerke (17 Leckagen) sowie an Festdachbehältern (15 Leckagen) auf. Hier muss jedoch berücksichtigt werden, dass zum einen nur zwei Anlagen im Messprogramm über Festdachbehälter verfügten und zum anderen, dass 65 % der aufgetretenen Leckagen an den Folienanbindungen an einer Anlage detektiert wurden. Verursacht wurden diese Leckagen in erster Linie durch einen neu gebauten, mangelhaft errichteten Membrangasspeicher.

Neben den Leckagen an der gasführenden Anlagentechnik im Außenbereich der BGA wurde unter anderem die Diffusionsrate der Biogasspeicherfolie des Stützluft-Doppelmembrangasspeichers der Fermenter, Nachgärer und Gärproduktlager von insgesamt acht BGA in Deutschland gemessen. Der Methan-Permeationsgrenzwert für Membransysteme liegt bei $500 \text{ cm}^3 \text{ m}^{-2} \text{ d}^{-1} \text{ bar}^{-1}$ (Rettenberger 2017). Allerdings wird die Gasdurchlässigkeit der Folien i. d. R. gemäß DIN 53380-2 bei einer Temperatur von $23 \text{ }^\circ\text{C}$ bestimmt. Die realen Bedingungen im Anlagenbetrieb unterscheiden sich je nach saisonalen und anlagenspezifischen Voraussetzungen zum Teil deutlich davon. Zudem gestaltet sich häufig die exakte Bestimmung des Stützluftvolumenstromes sehr schwierig, sodass die Methandiffusionsrate nur näherungsweise bestimmt werden kann. Daher ist ein Vergleich der gemessenen Momentanwerte mit dem in der TRAS 120 angegebenen Grenzwert i. d. R. nicht möglich gewesen.

Ein geeignetes Biogasspeichermanagement in Bezug auf das Füllstandniveau der Gasspeicher im Normalbetrieb (50–70 % Pufferkapazität) kann das betriebsbedingte Auslösen von ÜUDS verringern (Reinelt und Liebetau 2020). Von elf untersuchten BGA im EvEmBi-Vorhaben wurde an vier Anlagen das Auslösen der ÜUDS registriert und an drei Anlagen Leckagen in Form von mangelhafter Wasservorlage oder offenen Kugelhähnen entdeckt.

2.3 Gesamtmethanemissionen von Biogasanlagen

Für die Bestimmung der Gesamtmethanemission der untersuchten BGA wurden die Emissionsmessungen mittels On-Site-Ansatz und/oder Remote-Sensing-Ansatz an den Biogasanlagen durchgeführt. Beim On-Site-Ansatz werden die Emissionsraten der Einzelquellen zur Gesamtmethanemission der BGA aufaddiert. In Tabelle 1 ist am Beispiel der Anlage DE-08 (landwirtschaftliche Anlage) die Zusammenstellung der anlagenspezifischen Methanemission aufgelistet.

Tab. 1: Zusammenfassung der anlagenspezifischen Methanemissionen der mit dem On-Site-Ansatz untersuchten Biogasanlage DE-08 (Messphase 1)

Anlagenbereich	Emissionsquelle	Q_{CH_4} g h ⁻¹	EF_{CH_4} ¹⁾ % CH ₄	Bemerkungen
BHKW	Abgas	2.687	2,50	Messung im Teillastbetrieb (80 %)
BHKW	Zwangselüftung	210	0,20	Volumenstrommessung am Abluftkanal
Messtechnik Gebäude	Zwangselüftung	314	0,29	Volumenstrommessung am Abluftkanal; Emission einer detektierten Leckage enthalten
Gebäude: Substrataufbereitung	Zwangselüftung	46	0,04	keine Zwangselüftung vorhanden → Einhausung des Abluftgitters und Belüftung mit DBFZ-Gebläse
Fermentation	Stützluft	3	0,00	1 Behälter mit Stützluft → Quantifizierung möglich
Fermentation	Leckagen			2 Leckagen detektiert; eine Leckage ist in der Zwangselüftung des Messtechnik-Gebäudes enthalten
Nicht gasdichte Gärproduktlagerung	Restgasemission	1.477	1,37	Wert basiert auf Einmalmessung
Summe DE-08:		4.737	4,41	

¹⁾ EF wurde auf eine mittlere Methanproduktion von 150 m³ h⁻¹ bezogen, die aus einer BGA-Durchschnittsleistung im Jahr von Pel = 599 kW errechnet wurde. Zum Zeitpunkt der Abgasmessung arbeitete das BHKW mit einer elektrischen Leistung von Pel = 500 kW. Bezogen auf die dem BHKW zugeführte Methanmenge während der Messung (130 m³ h⁻¹) betrug der EF_{CH₄} 2,88 CH₄.

Die höchsten Methan-EF weisen die Emissionsquellen Methanschleupf des BHKW mit 2,50 % Methan sowie das nicht gasdicht abgedeckte Gärproduktlager mit 1,37 % Methan auf. Insgesamt weist die Anlage einen EF_{CH₄} von 4,41 % Methan bezogen auf die produzierte Methanmenge auf. Die Methanemissionen, gemessen mit dem Remote-Sensing-Ansatz, lagen mit 3,8 ± 2,4 % CH₄ in einem vergleichbaren Bereich.

Im Vorhaben wurden Methan-EF unterschiedlicher Anlagentypen bestimmt. So standen neben landwirtschaftlichen BGA, die als Substrat überwiegend Energiepflanzen und Wirtschaftsdünger einsetzen, Abfallanlagen im Fokus, die Lebensmittelabfälle als Substrat verwenden, sowie Kläranlagen. Tabelle 2 zeigt die MethanEF der unterschiedlichen Anlagentypen gemessen mit dem Remote-Sensing-Ansatz. Die im Vorhaben gemessenen landwirtschaftlichen Anlagen weisen demnach mit 3,09 ± 1,29 % CH₄ die geringsten Methan-EF auf, wohingegen die zwei Kläranlagen mit 16,61 ± 0,84 % CH₄ mehr als fünfmal höher liegen. Jedoch muss hier berücksichtigt werden, dass mit nur zwei Biogasanlagen, die Klärschlamm als Substrat verwenden, eine geringe Anzahl dieses Anlagentyps gemessen wurden.

Tab. 2: Methanemissionsfaktoren unterschiedlicher Biogasanlagentypen

Biogasanlagentyp	EF _{CH₄} % CH ₄	Standardabweichung %	Anzahl der Anlagen n
Abfallanlage (Lebensmittel)	4,54	1,43	8
Kläranlage (Klärschlamm)	16,61	0,84	2
Landwirtschaftliche Anlage (Energiepflanzen und Wirtschaftsdünger)	3,09	1,29	15

2.4 Modell zur Bestimmung von Emissionsfaktoren unterschiedlicher Anlagenkonzepte

Im EvEmBi-Projekt wurde untersucht, wie der von Balcombe (Balcombe et al. 2018) für das Erdgasnetz entwickelte Ansatz zur Ermittlung der Methanemissionen in ein Modell für den Biogasanlagenbestand übersetzt werden kann. Es wurden Handlungsschritte (Clauß et al. 2019b) definiert, um mithilfe des Modells folgende Fragen zu beantworten:

1. Welche Emissionen lassen sich statistisch für ein bestimmtes Anlagenkonzept vorhersagen?
2. Sind die gemessenen Emissionen an einer bestimmten Anlage als hoch oder niedrig einzustufen und gibt es noch Minderungspotenzial?
3. Wie hoch sind die Emissionen im gesamten Anlagenbestand?

Um unterschiedliche Anlagenkonzepte zu klassifizieren, wurde festgelegt, welche relevanten Einzelemissionsquellen an verschiedenen Anlagentypen (z.B. landwirtschaftliche Anlagen, Abfallanlagen) vorliegen. Für diese wurden in einem weiteren Schritt Parametrisierungen für das Emissionsmodell definiert.

Mit den gesammelten Daten aus den EvEmBi-Emissionsmessungen sowie verfügbaren Daten aus früheren Forschungsprojekten wurden Wahrscheinlichkeitsdichten für verschiedene Emissionsquellen bestimmt. Dafür wird die Methanemissionsrate der spezifischen Technologie in einem Histogramm dargestellt und durch Anpassungsalgorithmen eine Wahrscheinlichkeitsverteilung daran angepasst. Durch Schätzverfahren, wie z.B. der Maximum-Likelihood-Methode, wird für die gegebene Datengrundlage die plausibelste Wahrscheinlichkeitsverteilung ermittelt. Für folgende Technologien wurden bereits Wahrscheinlichkeitsdichten bestimmt: Emissionen von Membrandächern, BHKW, Biogasaufbereitungsanlagen (getrennt nach Aufbereitungstechnologie) sowie Restgaspotenzial als erster Ansatz für die Berechnung der Emissionen aus offenen Gärproduktlagern. Diese Wahrscheinlichkeitsdichten werden für die Monte-Carlo-Simulationen verwendet, die im Ergebnis die o. g. Fragen beantworten sollen. So wurden mithilfe der Monte-Carlo-Simulationen unter Verwendung der ermittelten Wahrscheinlichkeitsdichten eine statistische Verteilung der Emissionen zweier Anlagentypen errechnet. An

zwei Anlagen mit diesem Anlagentyp wurden im früheren Projekt MetHarmo-Emissionsmessungen durchgeführt und mit den Ergebnissen aus dem Modell verglichen.

Für die Ermittlung der Emissionen des gesamten Anlagenbestands muss das Modell hinsichtlich der Bestimmung der Emissionen aus offenen Gärproduktlagern präzisiert werden, wofür weiterer Forschungsbedarf nötig ist. Zudem müssen genauere Bestandsdaten erhoben werden, damit für jede Technologie festgestellt werden kann, wieviel Methan eine BGA mit einer bestimmten Technologie im Vergleich zur gesamten Methanproduktion des Anlagenbestands produziert.

3 Methanemissionsminderungsmaßnahmen

Neben Klimaschutzgründen spielen Maßnahmen zur Minderung von Methanemissionen an BGA auch aus wirtschaftlichen und sicherheitstechnischen Aspekten eine große Rolle. Im EvEmBi-Vorhaben wurde daher, in Zusammenarbeit mit dem Fachverband Biogas, das Hintergrundpapier H-011 Methanemissionen an Biogasanlagen (Fachverband Biogas 2020) veröffentlicht. Um den Wissenstransfer zum Thema Emissionsminderung in die Praxis zu verbessern, wurden zudem im Vorhaben Foliensätze zusammen mit dem „Schulungsverband Biogas“ erarbeitet und in die Grund- und Aufbauschulungen für Anlagenbetreibende integriert. Durch die Ausrichtung eines internationalen Workshops für BGA-Betreibende zu Methanemissionen an BGA durch die Europäische Biogasvereinigung (EBA) in Zusammenarbeit mit dem Projektkonsortium und die Veröffentlichung eines europäischen Positionspapieres (EBA 2020) wurde auch international auf das Thema aufmerksam gemacht.

Generell lassen sich Methanemissionsminderungsmaßnahmen in direkte Maßnahmen, die technischer und organisatorischer Natur sind und indirekte Maßnahmen, wie die Anpassung der Gesetzgebung oder die Verbreitung von Wissen an Interessengemeinschaften, unterteilen (Fachverband Biogas 2020).

Innerhalb des EvEmBi-Vorhabens wurden nach der ersten Messphase potenzielle Emissionsminderungsmaßnahmen an ausgewählten BGA durchgeführt. Zur Überprüfung der Maßnahmen wurde in einer zweiten Messphase erneut die Gesamtmethanfracht mittels Remote-Sensing-Ansatz bestimmt. In Tabelle 3 werden drei Zustände der Anlagen unterschieden. Der Grundzustand (0) welcher sich auf verfügbare Messergebnisse vor der 1. Messphase bezieht, Betriebszustand (A) der sich auf bereits umgesetzte Minderungsmaßnahmen zum Zeitpunkt der 1. Messphase bezieht, und Betriebszustand (Z), der sich auf umgesetzte Minderungsmaßnahmen zum Zeitpunkt der 2. Messphase bezieht.

Tab. 3: Aufstellung der umgesetzten Maßnahmen zur Minderung der Methanemissionen vor der 1. Messphase (0), während der 1. Messphase (A) und nach Umsetzung von Emissionsminderungsmaßnahmen (Z)

	0	A	Z
DE-08	Gärproduktlager nicht gasdicht abgedeckt, Gasspeicher über Fermenter > 10 a	Austausch Gasspeicher über Fermenter (Verringerung Diffusion + Leckagen)	gasdichte Abdeckung Gärproduktlager
DE-10		keine Entschwefelung	Einbau Entschwefelung, Erneuerung Abgasreinigung
DE-11	offenes Gärproduktlager, Füllstand Gasspeicher 100 %	Füllstand Gasspeicher optimiert, offene Gärproduktlager eingestellt	

Zur Berechnung der EF wurden nur Zeiten verwendet, in denen sich die jeweilige Anlage im „Normalbetrieb“ befand. Eine statistische Übersicht über den Erfolg der umgesetzten Minderungsmaßnahmen der untersuchten BGA DE-08 ist über den produktionsbezogenen Methan-EF in Abbildung 2 gegeben.

Die größten Minderungspotenziale, an den drei untersuchten BGA, ergaben sich in Hinsicht auf die Abdeckung der Gärproduktlager, den Füllstand der Gasspeicher und die regelmäßige Überprüfung von Leckagen.

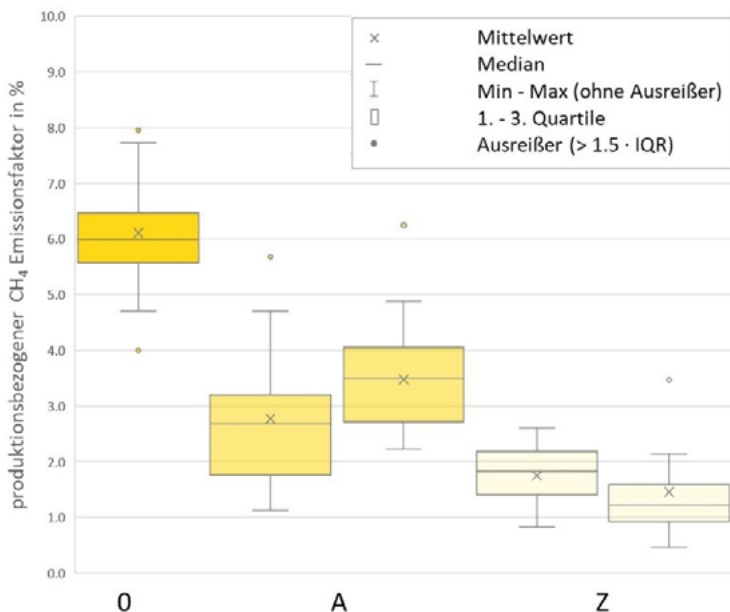


Abb. 2: Anlagenspezifische Methanemissionen der untersuchten Anlage DE-08 vor der 1. Messphase (0), während der 1. Messphase (A) und nach Umsetzung von Emissionsminderungsmaßnahmen (Z) (© Universität Stuttgart ISWA)

4 Fazit

Durch Klimadebatten und den stetig wachsenden europäischen Biogasmarkt wird der Quantifizierung von Treibhausgasemissionen an BGA und potenziellen Minderungsmaßnahmen seit einigen Jahren eine wachsende Bedeutung zugesprochen. Die Erhebung länderübergreifender Methan-EF für das europäische Biogasanlageninventar auf Basis einer harmonisierten Richtlinie ist daher von großer Wichtigkeit. Es hat sich gezeigt, dass neben regelmäßigen Emissionsmessungen auch der Wissenstransfer von Methanminderungsmaßnahmen eine bedeutende Rolle bei der Vermeidung und Eindämmung von THG Emissionen an BGA spielt. Das durchweg positive Feedback auf die Schulungen zu Methanminderungspotenzialen an BGA zeigt deutlich, dass sowohl Interesse seitens der Anlagenbetreibenden als auch Handlungsbedarf im Sinne eines Wissensaustausches besteht.

Literatur

- Balcombe, P.; Brandon, N.P.; Hawkes, A. D. (2018): Characterising the distribution of methane and carbon dioxide emissions from the natural gas supply chain. *Journal of Cleaner Production* 172, S. 2019–2032, DOI: 10.1016/j.jclepro.2017.11.223
- Bundesministerium für Umwelt; Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) (2016): Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung
- Clauß, T.; Reinelt, T.; Liebetrau, J.; Vesenmaier, A.; Reiser, M.; Flandorfer, C. et al. (2019a): Recommendations for reliable methane emission rate quantification at biogas plants. [online]. Leipzig: DBFZ (DBFZ-Report, 33), https://www.dbfz.de/fileadmin//user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_33.pdf
- Clauß, T.; Reinelt, T.; Rensberg, N.; Liebetrau, J. (2019b): Methanemissionen des deutschen Biogasanlagenbestands und geeignete Minderungsmaßnahmen. In: Michael Nelles (Hg.): 13. Rostocker Bioenergieforum. am 13. und 14. Juni 2019 an der Universität Rostock. 13. Rostocker Bioenergieforum. Rostock, 13.-14.06.2019. Rostock, S. 179–187
- Deutsche Energieagentur (dena) (2020): Branchenbarometer Biomethan 2020
- European Biogas Association (EBA) (2020): Minimum requirements of European voluntary systems for self and external inspection of possible methane emissions on biogas and biomethane plants. Unter Mitarbeit von EvEmBi project consortium, <https://www.europeanbiogas.eu/category/publications/>
- Fachverband Biogas (Hg.) (2020): Hintergrundpapier H-011 - Methanemissionen an Biogasanlagen. [https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE-H-011/\\$file/20-10-06_H-011_Hintergrundpapier-Methanemissionsminderung-BGA.pdf](https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE-H-011/$file/20-10-06_H-011_Hintergrundpapier-Methanemissionsminderung-BGA.pdf), Zugriff am 16.04.2020
- Fredenslund, A.M.; Hinge, J.; Holmgren, M.A.; Rasmussen, S.G.; Scheutz, C. (2018): On-site and ground-based remote sensing measurements of methane emissions from four biogas plants. A comparison study. *Bioresource technology* 270, S. 88–95, DOI: 10.1016/j.biortech.2018.08.080

- Liebetrau, J.; Reinelt, T.; Agostini, A.; Linke, B. (2017): Methane emissions from biogas plants. Methods for measurement, results and effect on greenhouse gas balance of electricity produced. Hg. v. Jerry D. Murphy. IEA Bioenergy Task 37, http://task37.iea-bioenergy.com/files/daten-redaktion/download/Technical%20Brochures/Methane%20Emission_web_end_small.pdf, Zugriff am 17.01.2018
- Myhre, G.; Shindell, D.; Bréon, F.-M.; Collins, W.; Fuglestvedt, J.; Huang, J. et al. (2013): Anthropogenic and Natural Radiative Forcing. In: Thomas F. Stocker, Dahe Qin, Gian-Kasper Plattner, Melinda M.B. Tignor, Simon K. Allen, Judith Boschung et al. (Hg.): Climate change 2013. The physical science basis; Working Group I contribution to the fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. 1. publ. New York NY: Cambridge Univ. Press, S. 659–740, https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WG1AR5_Chapter08_FINAL.pdf, Zugriff am 22.01.2019
- Reinelt, T.; Clauß, T. (2021): Methanemissionen bei der Biogaserzeugung und deren Minderung. *Biogas Journal* 1, S. 113–115
- Reinelt, T.; Liebetrau, J. (2020): Monitoring and Mitigation of Methane Emissions from Pressure Relief Valves of a Biogas Plant. *Chem. Eng. Technol.* 43(1), S. 7–18, DOI: 10.1002/ceat.201900180
- Rettenberger, G. (2017): Beschreibung des Standes der Technik und der Sicherheitstechnik für Membransysteme von Biogasanlagen 2017
- Scheutz, C.; Fredenslund, A. M. (2019): Total methane emission rates and losses from 23 biogas plants. *Waste management (New York, N.Y.)* 97, S. 38–46, DOI: 10.1016/j.wasman.2019.07.029

Förderhinweis

Das Verbundvorhaben „EvEmBi – Evaluation and reduction of methane emission from different biogas plant concepts“ (FKZ: 22407917 & 22408017) wurde gefördert durch ERANET Bioenergy sowie in Deutschland durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft vertreten durch den Projektträger Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e. V.

Aspekte eines nachhaltigen Betriebs von Biogasanlagen

MATHIAS EFFENBERGER, HENNING ECKEL, ANDREAS LEMMER, ACHIM LOEWEN,
MARK PATERSON, MARTIN STROBL

1 Einleitung

Die Umstellung auf erneuerbare Energieträger (EE) ist ein unverzichtbarer Schlüssel zum Schutz des Klimas und zu einer nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgungssysteme. Während hierbei der Windkraft und Fotovoltaik die größten absoluten Ausbaupotenziale und die geringsten THG-Emissionen zugeschrieben werden können, stellen Bioenergie- und insbesondere Biogasanlagen hierzulande derzeit den Hauptanteil der steuer- und regelbaren Erzeugungskapazität für elektrische Energie aus EE dar.

Welche Bedingungen erfüllt sein müssen, damit Biogasanlagen einen originären Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgungssysteme leisten, ist indes eine wesentlich kompliziertere Frage als gemeinhin in der Branche bekannt. Dies mussten auch die Autoren dieses Beitrags feststellen, als sie sich zu einer entsprechenden Arbeitsgruppe innerhalb der Arbeitsgemeinschaft Energie des Kuratoriums für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL) zusammenfanden. In der Gruppe wurde bald klar, dass es notwendig sein würde, das sehr weite Feld der „Nachhaltigkeit“ gezielt auf ausgewählte Aspekte einzugrenzen, die für Betreiber von Biogasanlagen relevant und hilfreich sind. Der vorliegende Beitrag legt dar, wie hierbei vorgegangen wurde und welche Ergebnisse erarbeitet wurden.

Die Ergebnisse der Arbeitsgruppe werden in Kürze in der Schriftenreihe des KTBL veröffentlicht.

2 Inhaltliche Eingrenzung und Methodik

Als äußerst anspruchsvolles Konzept wird „Nachhaltigkeit“ von Seiten der Wissenschaft nach wie vor intensiv diskutiert und weiter ausdifferenziert. Bei der Anwendung des Begriffs in Politik und Wirtschaft kann man eine enorme Bandbreite beobachten, die vom sorglosen „Green Washing“ über politische Programmatik bis hin zu konkreten gesetzlichen Regelungen für bestimmte Nachhaltigkeitskriterien reicht.

Ergebnis der hier vorgestellten Arbeit sollte eine Managementhilfe für Betreiber von Biogasanlagen sein. Damit „Nachhaltigkeit“ in diesem Sinne implementierbar wird, muss sie an konkreten Kennwerten festgemacht werden, die mit vertretbarem Aufwand ermit-

telt und an Referenzwerten („Benchmarks“) gemessen werden können. Die Arbeitsgruppe entschied sich also für eine pragmatische Sichtweise auf einen „nachhaltigen Anlagenbetrieb“, im Sinne von „wirtschaftlich machbar, effizient und klimaschonend“.

Den Kern der Managementhilfe bildet ein Katalog von insgesamt 17 Kennwerten bzw. Kriterien, welche sich den folgenden drei Aspekten zuordnen lassen:

- **Ökonomie:** maßgeblich dafür, ob eine Anlage überhaupt langfristig betrieben werden kann
- **Verfahrenstechnik:** gut routinemäßig messbar und vom Betreiber zu kontrollieren
- **Klimawirkung:** politisch stark priorisiert und teilweise in Richtlinien bzw. Verordnungen geregelt

Es wurden vornehmlich landwirtschaftliche Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung in den Blick genommen, die neben Wirtschaftsdüngern und nachwachsenden Rohstoffen auch pflanzliche Nebenprodukte und Reststoffe einsetzen können. Auf Biogasanlagen im Bereich der Abfallwirtschaft lässt sich die Managementhilfe nur eingeschränkt anwenden, da dort grundlegend andere Rahmenbedingungen gegeben sind.

2.1 Aufbereitung der Kriterien

Die verschiedenen Kriterien, welche für die Sicherstellung eines „nachhaltigen Anlagenbetriebs“ im Sinne der Managementhilfe überprüft werden sollten, wurden nach einem einheitlichen Schema aufbereitet (Tab. 1). Es ergibt sich jeweils ein kompakter Steckbrief, der es erlaubt, das Kriterium zu verstehen und anzuwenden. Darüber hinaus werden gegebenenfalls Literaturquellen angegeben, die Vergleichsmaßstäbe und weiterführende Informationen enthalten.

Tab. 1: Schema zur Erläuterung der „Kriterien für einen nachhaltigen Betrieb“

Kennwert mit Einheit	
Beschreibung	Wie ist der Kennwert definiert?
Relevanz	Wozu wurde dieser Kennwert ausgewählt?
Berechnungsmethode	Formel mit Erläuterung der Formelzeichen
Erfassungsmethode	Was ist zur Messung und Dokumentation des Kennwertes erforderlich?
Vergleichsmaßstab (Benchmark)	Welche Wertebereiche für dieses Kriterium treten in der Praxis auf? Gibt es konkrete Zielbereiche oder Grenzwerte?
Sonderfälle	Gibt es Besonderheiten, die bei der Beurteilung dieses Kriteriums in der Praxis zu beachten sind?
Ergänzende Informationen	Welche Parameter bzw. Bedingungen nehmen Einfluss auf den Kennwert? Welche weiteren Größen sind gegebenenfalls zu betrachten, um den Kennwert korrekt interpretieren zu können?

2.2 Ökonomischer Aspekt

Für den ökonomischen Aspekt wurden die folgenden drei Kriterien ausgewählt:

1. Eigenkapitalrendite
2. Spezifische Substratkosten
3. Umsatzrendite

Renditeorientierte Erfolgskennzahlen sind zwar auch als einzelne Jahreswerte hilfreich, können aber falsch interpretiert werden, beispielsweise wenn eine Sonderabschreibung oder eine Generalüberholung eines BHKW nicht über mehrere Jahre abgeschrieben wird. Aussagekräftiger ist daher ein sogenannter vertikaler Vergleich der eigenen Anlage über mehrere Kalenderjahre hinweg, um Trends zu erkennen und gezielte Verbesserungsmaßnahmen zu ergreifen. Einen ähnlichen Nutzen bietet der horizontale Vergleich mit anderen Biogasanlagen, wenn entsprechende verlässliche Benchmarks verfügbar sind, beispielsweise aus dem jüngst veröffentlichten bundesweiten Biogas-Messprogramm III (FNR 2021).

Beste Voraussetzungen für einen wirtschaftlich nachhaltigen Betrieb sind dann gegeben, wenn in eine Biogasanlage nicht mit einem Renditeanspruch, sondern aus produktionstechnischen Gründen investiert wird, d. h. die Biogasanlage eine dienende Funktion in Form von Synergieeffekten, Kosteneinsparungen oder Preissicherung hat. Beispielsweise kann die Biogastechnik das kostengünstigste Verfahren sein, um gasförmige Stickstoffverluste und Methanemissionen aus dem Wirtschaftsdüngermanagement zu verringern. In diesen Fällen muss der gesamte betriebliche Rahmen wirtschaftlich bewertet werden, in welchen der Anlagenbetrieb eingebettet ist.

In jedem Fall gilt: Wer eine Biogasanlage aus betriebswirtschaftlicher Sicht nachhaltig führen will, muss jederzeit deren Status Quo kennen und abschätzen können, wie sich die Situation unter sich ändernden Rahmenbedingungen darstellt. Für Biogasanlagen in der Landwirtschaft wird hierfür in den kommenden Jahren vor allem entscheidend sein, ob es gelingt, die wirtschaftliche Abhängigkeit von den Regelungen des EEG zu verringern.

2.3 Verfahrenstechnischer Aspekt

Der Betrachtungsrahmen für die verfahrenstechnischen Kriterien umfasst die folgenden Funktionsbereiche bzw. Komponenten der Biogasanlage:

- (Zwischen-)Lagerung der Ausgangssubstrate: Fahrсило, Vorgrube usw.
- Erzeugung und Zwischenspeicherung von Biogas: Gärbehälter mit Rührtechnik, Gasspeicher und Beschickungstechnik
- Rohbiogas-Aufbereitung: Trocknung und Entschwefelung
- Verwertung des erzeugten Biogases: Blockheizkraftwerk (einschließlich Gasfackel) oder Aufbereitungsanlage zur Netzeinspeisung

- Lagerung und gegebenenfalls Aufbereitung der Gärreste
- Wege und Rangierflächen zur Verbindung der Anlagenkomponenten, inklusive Sonderfunktionsbereichen wie Abfüllplätze

Der verfahrenstechnische Aspekt eines nachhaltigen Anlagenbetriebs nach dem vorliegenden Konzept ist eng mit den ökonomischen und ökologischen Aspekten verknüpft: Lebensdauer, Nutzungsgrad, Verfügbarkeit und Emissionen sind hierfür die wichtigsten Stichworte. Um eine höchstmögliche Effizienz der Stoffumwandlung sowie eine Minimierung von schädlichen Umweltwirkungen zu gewährleisten, müssen die einzelnen Anlagenkomponenten dem Stand der Technik entsprechen und einer regelmäßigen Kontrolle und Wartung unterzogen werden.

Gegenüber der fluktuierenden Stromerzeugung von Windkraft- und Solaranlagen kann die Stromerzeugung in Biogas-BHKW sehr gut geregelt werden, weshalb ihnen unter den Erneuerbaren Energien derzeit eine besondere Rolle für die Stabilisierung des Stromnetzes zukommt. Als weitere Besonderheit gegenüber anderen Energieanlagen steht im Falle der Biogastechnologie ein biologischer Prozess im Zentrum, der „gepflegt“ und dauerhaft stabil gehalten werden will (Lebuhn et al. 2014). Die Flexibilität der Energiebereitstellung aus Biogas kann dadurch weiter erhöht werden, dass die Biogasproduktionsrate gezielt moduliert wird, was allerdings erhöhte Anforderungen an die Prozesssteuerung und -regelung stellt. Ihrer besonderen Rolle im Stromversorgungssystem können Biogasanlagen also nur gerecht werden, wenn einerseits das BHKW eine hohe technische Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit aufweist und andererseits der Gärprozess dauerhaft stabil und effektiv abläuft.

In der Managementhilfe werden die folgenden verfahrenstechnischen Kriterien für einen „nachhaltigen Anlagenbetrieb“ detailliert erläutert:

4. Relative Gasausbeute
5. Stromeigenbedarf
6. oTS-Raubelastung
7. Hydraulische Verweilzeit
8. Säurekonzentration im Gärsubstrat
9. Ammonium-Stickstoff-Konzentration im Gärsubstrat
10. Trockenmasseverlust im Substratlager
11. Restmethanpotenzial
12. Elektrischer Nutzungsgrad des BHKW
13. Elektrischer Nutzungsgrad der Gesamtanlage
14. Wärme-Nutzungsgrad der Gesamtanlage

Um diese Kennzahlen mit ausreichender Genauigkeit zu bestimmen, ist ein Mindestmaß an Messtechnik erforderlich (Effenberger et al. 2012, Liebetau et al. 2013). Die Auswertung des zeitlichen Verlaufs der Kennzahlen (Nummern 4 bis 7 und 10 bis 14) über das Jahr und im überjährigen Vergleich ermöglicht es dem Betreiber, technische Schwachstellen zu erkennen und Verbesserungsmaßnahmen abzuleiten, während die regelmäßige Bestimmung von gärbioologischen Prozessindikatoren (Nummern 8 und 9) sicherstellt, dass eine mögliche Destabilisierung des Gärprozesses rechtzeitig erkannt wird. Zudem stehen mittlerweile aus wissenschaftlichen Messprogrammen an unterschiedlichsten Biogasanlagen umfangreiche Vergleichswerte zur Verfügung, anhand derer die Effizienz der eigenen Anlage beurteilt werden kann (hier insbesondere: FNR 2021, LfL Tier und Technik 2021).

2.4 Klimawirkung

Biogasanlagen werden nur dann einen Beitrag zu einer nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgungssysteme leisten, wenn sie unter anderem maßgeblich zur Minderung der Treibhausgas(THG)-Emissionen im Vergleich zum derzeitigen Mix der Stromerzeugung beitragen. Allerdings können die spezifischen THG-Emissionen der Energiebereitstellung aus Biogas von Anlage zu Anlage erheblich variieren, insbesondere in Abhängigkeit von der Auswahl und Herkunft der Substrate, den Nutzungspfaden für die erzeugte Wärme aus KWK, dem Energieeigenbedarf der Biogasanlage sowie der Kontrolle vermeidbarer Emissionen an Biogas bzw. Methan aus der Anlage (siehe 2.3).

Im Falle der Nutzung von sogenannten Bioenergieträgern der ersten Generation, zu welchen die allermeisten derzeit in Biogasanlagen eingesetzten Energiepflanzen zählen, besteht potenziell eine Konkurrenz um Flächen für die Nahrungs- und Futtermittelerzeugung. Wenn die gesamten klimawirksamen Emissionen des Energiepflanzenanbaus der Stromerzeugung aus Biogas anzurechnen sind, kann es durchaus sein, dass sich gegenüber dem aktuellen Strommix in Deutschland keine nennenswerte THG-Minderung ergibt (Zerhusen et al. 2019).

Bereits im Jahr 2009 wurden von der Europäischen Kommission in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG („Renewable Energy Directive“ – RED) konkrete Nachhaltigkeitskriterien für Bioenergieträger definiert, welche mittels der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) und der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) in deutsches Recht umgesetzt wurden. Fielen gasförmige Bioenergieträger bisher nur im Falle des Einsatzes als Kraftstoff unter die entsprechende Nachhaltigkeitsverordnung, so ändert sich dies ab dem 1. Juli 2021 in Folge der Umsetzung der novellierten Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 („RED II“): dann gelten auch für gasförmige Bioenergieträger („gasförmige Biomasse-Brennstoffe“) die entsprechenden Nachhaltigkeitskriterien, wenn diese in Anlagen mit einer Gesamt-

feuerungswärmeleistung von 2 MW (entsprechend einer Stromerzeugungsleistung von etwa 750 bis 850 kW) oder mehr verwendet werden.

Da dem Schutz des Klimas hohe politische Priorität zukommt, wurden die Vorgaben aus der RED bzw. den entsprechenden Nachhaltigkeitsverordnungen zur THG-Minderung bei der Energiebereitstellung aus Biogas in die Managementhilfe für einen „nachhaltigen Anlagenbetrieb“ mitaufgenommen. Gleichwohl sind diese für alle Anlagen, die Biogas nicht als Kraftstoffe vermarkten oder unter die Leistungsgrenze von 2 MW Gesamtfeuerungswärmeleistung fallen, nicht bindend und stellen lediglich Orientierungswerte dar. Um die THG-Minderung zu berechnen, sind folgende drei Kennzahlen erforderlich:

15. THG-Emissionen der Biogasanlage (THG-Saldo)
16. THG-Emissionen der fossilen Referenz gemäß RED II („Komparator“)
17. THG-Minderung gemäß RED II gegenüber dem Komparator

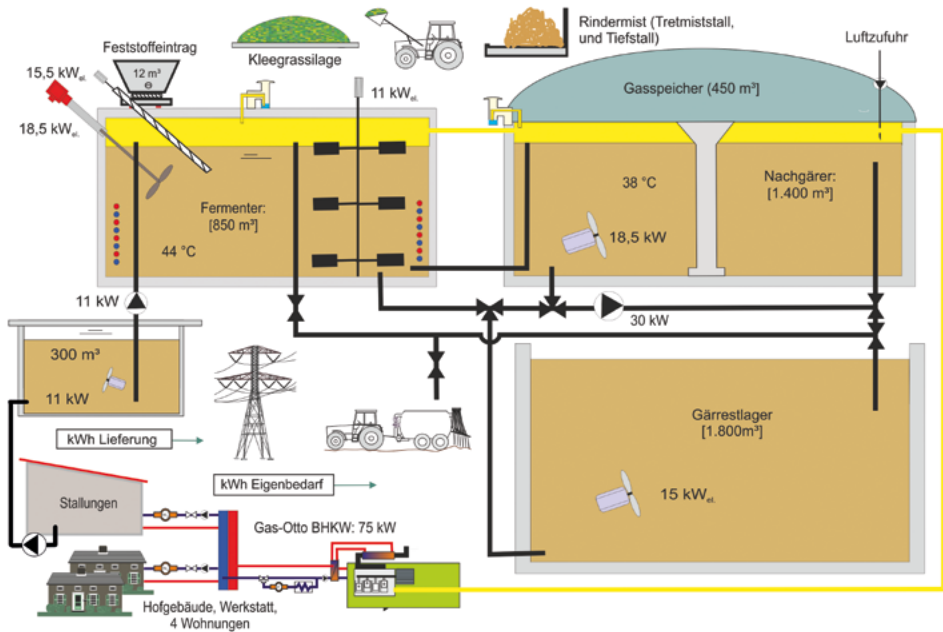


Abb. 1: Skizze der Praxisanlage (© Lfl Bayern)

3 Anwendungsbeispiel

Im Folgenden wird die Anwendung der Managementhilfe auf eine Praxisanlage demonstriert, wobei die ökonomischen Kriterien ausgelassen werden. Die Biogasanlage ist Bestandteil eines ökologisch wirtschaftenden Betriebs mit Tierhaltung. Eine Skizze der Anlage mit grundlegenden technischen Daten zeigt Abbildung 1.

Aus der Abbildung nicht ersichtlich ist die direkte Verwertung der Gülle aus der betriebseigenen Schweinehaltung in der Biogasanlage. Wie sich der Substratmix und die chemischen Eigenschaften des Gärgemisches im Hauptgärbehälter im Mittel über ein Jahr darstellten, ist in den folgenden Tabellen zusammengefasst.

Tab. 2: Mittlere Zusammensetzung und Tagesmengen der eingesetzten Substrate

Bezeichnung	TS-Gehalt in %	oTS-Gehalt in %	Tagesmenge FM in kg	FM-Anteil am Substratmix in %
Rindermist	26,5	21,0	6.277	41,0
Schweinegülle	4,8	3,7	6.236	40,7
Kleegrassilage	30,7	27,0	2.622	17,1
Getreideabputz	85,6	81,7	175	1,2
Insgesamt	19,1	15,6	15.310	100

FM = Frischmasse, (o)TS = (organische) Trockensubstanz

Tab. 3: Ergebnisse chemischer Analysen von Proben aus dem Fermenter der Praxisanlage

Analyseparameter	Einheit	Mittelwert	Wertebereich
TS-Gehalt	%	10,9	8,5–13,5
Säurekonzentration	mg/l	138	78–290
FOS/TAC-Wert	1	0,21	0,18–0,26
Ammonium-N-Konzentration	g/l	2,46	n.v.

n.v. = nicht verfügbar

Die im Blockheizkraftwerk der Anlage erzeugte elektrische Energie wird in das öffentliche Netz eingespeist und nach EEG 2014 vergütet, die BHKW-Wärme wird außer zur Temperierung des Fermenters anteilig zur Beheizung des Schweinestalls, von Wirtschaftsgebäuden und von Wohnungen genutzt. Mittels der Daten zu den Einsatzstoffen, zum Gärgemisch und zur Energieverwertung sowie auf Grundlage der technischen Spezifikationen der Anlage können die vorgeschlagenen verfahrenstechnischen Kennzahlen berechnet und zur Beurteilung den entsprechenden Benchmarks in der Managementhilfe gegenübergestellt werden (Tab. 4).

Tab. 4: Anwendung der Managementhilfe zur Beurteilung des Betriebs der Praxisanlage nach verfahrenstechnischen Kriterien

Kriterien	Einheit	Ermittelter Wert	Benchmark	Beurteilung der Kriterien
Relative Biogasausbeute	%	130	120	+
Anteiliger Stromeigenbedarf	%	10,0	9,0	(+) Beachte Substratmix!
Spezifischer Stromeigenbedarf	kWh/t	11,6	24	+
oTS-Raumbelastung Fermentersystem	kg/(m ³ · d)	1,1	2,5	- Beachte Substratmix!
Hydraulische Verweilzeit Fermentersystem	d	147	100	(+)
gasdichtes System		147	150	
Säurekonzentration	mg/l	138	500	+
FOS/TAC-Wert	1	0,21	0,35	+
Ammonium-N-Konz.	g/l	2,46	3,0	+
Elektrischer Nutzungsgrad BHKW	%	34,0	35,0 ¹⁾	(+)
Gesamtanlage		30,6 ²⁾		
Wärme-Nutzungsgrad	%	20	60	-

+ = eindeutig erfüllt, (+) = knapp erfüllt, - = nicht erfüllt

¹⁾ Nennwert laut Herstellerangaben.

²⁾ BHKW-Nutzungsgrad abzüglich Stromeigenbedarf.

Die Praxisanlage im Beispiel erfüllt fünf von zehn Kriterien für einen nachhaltigen Anlagenbetrieb eindeutig und drei weitere mit Einschränkungen. Bei zwei Kriterien wird die entsprechende Benchmark deutlich verfehlt: Insbesondere der erzielte Nutzungsgrad für die BHKW-Wärme ist nicht zufriedenstellend.

4 Zusammenfassung

Die Autoren dieses Beitrags haben im Rahmen einer KTBL-Arbeitsgruppe eine Managementhilfe erarbeitet, mit der Betreiber beurteilen können, ob sie ihre Biogasanlage „nachhaltig“ im Sinne von „wirtschaftlich machbar, effizient und klimaschonend“ betreiben. In Form von Steckbriefen werden die einzelnen Kriterien für einen „nachhaltigen Anlagenbetrieb“ definiert und es wird beschrieben, wie die für die eigene Anlage berechneten Kennwerte beurteilt werden können. Die Managementhilfe grenzt das weite Feld der „Nachhaltigkeit“ gezielt auf ausgewählte Kennwerte ein, die für Betreiber von Biogasanlagen besonders relevant sind und im Zuge einer sorgfältigen Überwachung und Dokumentation des Anlagenbetriebs routinemäßig ermittelt werden können. Eine Erweiterung des vorgeschlagenen Kriterienkatalogs um zusätzliche Kennwerte bzw. Aspekte ist jederzeit möglich. Ebenso können die Angaben zu Vergleichswerten gegeben

nenfalls für die eigenen Zwecke angepasst werden, beispielsweise um innerhalb einer Gruppe von Biogasanlagen mit ähnlicher Konfiguration gezielt ein Benchmarking durchzuführen.

Literatur

- Effenberger, M.; Aschmann, V.; Herb, C.; Helm, M.; Müller, J.S. (2012): Empfehlungen für die messtechnische Ausstattung landwirtschaftlicher Biogasanlagen. <https://www.biogas-forum-bayern.de/media/files/0002/Empfehlungen-Messtechnik.pdf>, Zugriff am 11.05.2021
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2005): Ergebnisse des Biogas-Messprogramms. https://www.fnr-server.de/ftp/pdf/literatur/pdf_223messprogramm.html, Zugriff am 11.05.2021
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2009): Biogas-Messprogramm II – 61 Biogasanlagen im Vergleich. <https://mediathek.fnr.de/biogas-messprogramm-ii-61-biogasanlagen-im-vergleich.html>, Zugriff am 11.05.2021
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (2021): Biogas-Messprogramm III. https://www.fnr.de/fileadmin/Projekte/2020/Mediathek/bmp_2020_web.pdf, Zugriff am 21.01.2021
- Lebuhn, M.; Munk, B.; Effenberger, M. (2014): Agricultural biogas production in Germany - from practice to microbiology basics. *Energy, Sustainability and Society* 4(10), DOI: 10.1186/2192-0567-4-10
- LfL Bayern (2021): Biogas Monitoring. <https://www.lfl.bayern.de/ilt/umwelttechnik/technikfolgen/120603/>, Zugriff am 11.05.2021
- Liebetrau, J.; Pfeiffer, D.; Thrän, D. (2013): Messmethodensammlung Biogas – Methoden zur Bestimmung von analytischen und prozessbeschreibenden Parametern im Biogasbereich. https://www.energetische-biomassenutzung.de/fileadmin/media/4_AGs_Methoden/07_Messmethodensamm_Biogas_web.pdf, Zugriff am 11.05.2021
- Zerhusen, B.; Maze, M.; Effenberger, M. (2019): Ein praxisorientiertes Modell für die Analyse der Treibhausgas- und Energiebilanz landwirtschaftlicher Biogasanlagen/Handson model for assessing the greenhouse gas emissions and the fossil energy consumption of agricultural biogas plants. *Landtechnik* 74(5), DOI: 10.15150/lt.2019.3214

Landwirtschaftliche Rest- und Abfallstoffverwertung – Lösungsansätze zur technischen Anpassung bestehender Biogasanlagen

NORBERT GRÖSCH, CHRISTIANE HERRMANN, STEFANIE WAGENER, KATHARINA BÄR, JASMIN GLEICH, ULRICH KILBURG, ROBERT WAGNER, WILFRIED ZÖRNER

1 Einleitung

Die Zielvorgabe im Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung statuiert den Ausbau des Anteils der Erneuerbaren Energien auf 65 % an der Bruttostromerzeugung bis zum Jahr 2030 (BMU 2019). In diesem Zusammenhang wurde mit der Novellierung des EEG im Jahr 2021 auf der politischen Ebene ein Ausbaupfad der installierten elektrischen Leistung von 8,3 GW_{el} für Biomasseanlagen definiert (EEG 2021). In der entsprechenden Begründung im Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) heißt es dazu, dass für die Erreichung des Aufbaupfades die Stromerzeugung aus Biomasse auf dem heutigen Niveau von 42 TWh_{el} stabilisiert werden muss (Referentenentwurf BMWi 2020). Im Vergleich zu den förderpolitischen Rahmenbedingungen des EEG 2017 haben sich die Vergütungsaussichten für den Neubau und den Weiterbetrieb von Biogasanlagen, durch die Anhebung der Gebotshöchstwerte im Bieterverfahren des Ausschreibungsmodells, zwar verbessert, dennoch sind die mögliche Streichung des Flexzuschlags und die Einführung einer endogenen Mengensteuerung neue Hürden für die Entscheidung über den zukünftigen Anlagenbetrieb (Rauh 2021).

Ungeachtet der aus den Gesetzgebungen abzuleitenden Zusage der Bundesregierung zu dem Erhalt und Ausbau der Bioenergie als wesentliches Element zur Umsetzung der im Klimaschutzprogramm 2030 formulierten Ziele sind die Anforderungen an den zukünftigen Betrieb von Biogasanlagen signifikant gestiegen. Insbesondere die förderpolitische Regulation hinsichtlich des gegenwärtig dominierenden Einsatzes nachwachsender Rohstoffe (NawaRo) als Biogassubstrat wurde durch die Einführung des „Maisdeckels“ verschärft. Mit der Fassung des EEG 2021 wurden Mais und Getreidekorn als Biogassubstrate auf einen gesamten Masseanteil von 40 % weiter abgesenkt (EEG 2021). Zukünftig soll dagegen die energetische Nutzung der Wirtschaftsdünger aus tierischer Herkunft und landwirtschaftlichen Reststoffen durch die Vergärung in Biogasanlagen gestärkt werden (BMU 2019).

Das Umweltbundesamt befürwortet eine entsprechende Umstellung der Einsatzstoffe auf Reststoffe der Landwirtschaft mit geltenden EU-Zielvorgaben im Hinblick auf die Anforderungen an die Nachhaltigkeit durch die Erneuerbare-Energien-Richtlinie

(2009/28/EG) und verweist auf gesellschaftliche Kritikpunkte an der energetischen Nutzung von NawaRo. Demnach wird die weltweit steigende Nachfrage nach Anbaubio-masse für die Bioenergie, die Produktion von Lebensmitteln und Futtermitteln sowie ein zunehmendes Interesse der chemischen Industrie an biogenen Rohstoffen die glo-bale Landnutzung langfristig verändern. Eine Ausweitung der landwirtschaftlichen Pro-duktionsfläche zur Deckung der Nachfrage ist aus Sicht des Umweltbundesamtes mit einem Verlust wertvoller Ökosysteme verbunden. Dadurch führe die Fragestellung, ob Anbauflächen für die Bioenergie oder die Lebensmittelindustrie genutzt werden, zu einer gesellschaftskritischen „Tank oder Teller“-Debatte (UBA 2020).

Die dargestellten politischen und gesellschaftlichen Bestrebungen, die gegenwärtig dominierende Nutzung der NawaRo in Biogasanlagen durch biogene Rest- und Abfall-stoffe zu substituieren, werden daher vermehrt als Zukunftsmodell angesehen.

1.1 Zielsetzung und Motivation

Die Umstellung der überwiegend mit NawaRo betriebenen Biogasanlagen auf einen ver-mehrten Einsatz biogener Rest- und Abfallstoffe ist mit Herausforderungen verbunden. Hervorzuheben sind dabei die Anforderungen an die Anlagentechnik und Prozessfüh-rung, die sich aus den abweichenden Gärsubstrateigenschaften, beispielsweise im Hin-blick auf die Vergärbarkeit und Rheologie, ergeben. Ein störungsfreier Betrieb der Bio-gasanlagen ist demnach nur durch prozessbiologische und anlagentechnische Anpas-sungen möglich. Weiterhin gilt es zu bedenken, dass geringere Biogaserträge und eine daraus nachteilige Wirtschaftlichkeit wesentliche limitierende Faktoren für die Adaption bestehender Anlagenkonzepte darstellen können.

Die übergeordnete Zielsetzung des Verbundvorhabens „Landwirtschaftliche Rest- und Abfallstoffverwertung“ (LaRA) besteht daher in der Erarbeitung von Lösungsansätzen für die Entwicklung optimaler prozess- und anlagentechnischer Rahmenbedingungen zur Verwertung von faserhaltigen Rest- und Abfallstoffen in landwirtschaftlichen Biogasan-lagen. Im Zuge von Untersuchungen an Praxisbiogasanlagen sollen, neben der Beant-wortung von prozess- und anlagentechnischen Fragestellungen, auch ökonomische und soziale Aspekte eingebunden werden, um Handlungsfelder für die Adaption und Opti-mierung von bestehenden Biogasanlagenkonzepten zu definieren. Neben der adaptiven Dimensionierung der Anlagenkomponenten werden alternative Ansätze, wie der Einsatz innovativer Vorbehandlungstechniken für den effizienten Aufschluss zur Steigerung der Abbaufähigkeit schwer vergärbare Substratanteile, untersucht. Im Sinne der gesamt-heitlichen Bewertung einer Substratumstellung auf die Rest- und Abfallstoffnutzung sollen die wirtschaftlichen und soziologischen Faktoren in der vor- und nachgelagerten Wertschöpfung in den Untersuchungen berücksichtigt werden.

1.2. Projektstruktur und -ablauf

Die zu untersuchenden faserigen biogenen Rest- und Abfallstoffe wurden im Zuge der Projektzieldefinition in die Substratkategorien Stroh, Festmist und Landschaftspflegegras gegliedert. Für die Entwicklung und Bewertung verschiedener Lösungsansätze für die vermehrte Reststoffnutzung über den gesamten Wertschöpfungsprozess der Biogaserzeugung werden auf der Grundlage umfangreicher Literatur- und Marktrecherchen je Substratkategorie fünf repräsentative Praxisbiogasanlagen ausgewählt. Diese werden in drei Teilvorhaben in Bezug auf die anlagentechnischen Fragestellungen durch die Technische Hochschule Ingolstadt, die prozesstechnischen Betriebssituationen durch das ATB Potsdam und hinsichtlich der sozioökonomischen Perspektiven durch C.A.R.M.E.N. e.V. untersucht.

An den Praxisbiogasanlagen werden, nach den Schwerpunkten der Teilvorhaben, verschiedene Messmethoden für die Erhebung einer Datenbasis angewendet. Diese sind in den nachfolgenden Kapiteln 2.2 bis 2.4 genauer erläutert.

Nach der Zusammenführung der Anlagendaten und -informationen werden Optimierungspotenziale für eine effiziente und ganzheitliche Nutzung der jeweiligen Substratkategorie erarbeitet. Aufbauend auf den abgeleiteten Verbesserungsmaßnahmen werden technische Lösungen zur Erschließung der Reststoffpotenziale und für die Optimierung der reststoffbasierten Biogaserzeugung sowohl auf der Ebene der Anlagen- und Prozesstechnik innerhalb der Systemgrenze der Biogasanlage als auch im Hinblick auf vor- und nachgelagerte Wertschöpfungsprozesse entwickelt. Diese werden zu standortbezogenen und anlagenspezifischen Konzepten zusammengefasst. Die Projektergebnisse werden abschließend als Handlungsempfehlungen in einem Leitfaden gebündelt.

2 Hauptteil

2.1 Erarbeitung der repräsentativen Auswahl an Praxisbiogasanlagen

Die Grundlage für eine repräsentative Anlagenauswahl bildet die Definition von Auswahlkriterien, die einen Vergleich von potenziellen Praxisbiogasanlagen ermöglicht und untersuchungsrelevante Biogasanlagen identifiziert. Vor dem Hintergrund umfangreicher Literaturrecherchearbeiten zu den Anforderungen an den Reststoffeinsatz, den Vorbehandlungstechniken und bestehenden Anlagenkonzepten wurden die wesentlichen Kriterien erarbeitet. Die auf dieser Basis erstellte Kriterienmatrix ist in Tabelle 1 für die Substratkategorie Stroh beispielhaft dargestellt. Die vollständige Matrix ist aufgrund der festgelegten Reststoffkategorien in drei Abschnitte aufgeteilt und umfasst 20 Kriterien. Für jede Reststoffkategorie wurden fünf Beispielanlagen ausgewählt. Nach dem Eintragen von potenziellen Biogasanlagen wird als Ergebnis die Anzahl zutreffender und nicht

zutreffender Kriterien ausgegeben. Die Priorisierung einzelner Kriterien erfolgte unter Berücksichtigung der Erarbeitung zielführender Projektergebnisse. Beispielsweise sollte unter allen ausgewählten Anlagen mindestens dreimal eine physikalische Aufschluss-technik vorhanden sein. Hingegen wurden die Kriterien im Bereich Dokumentation der Substratzufuhr und Dokumentation der Gasproduktion sowie ein volldurchmischer Fermenter für jede Anlage als zwingend erforderlich erachtet.

Tab. 1: Übersicht der definierten Kriterien der Anlagenauswahl der Substratklasse: Stroh

Kriterienkategorie	Kriterium	Auswertung ¹⁾
Vorbehandlung	physikalisch	X
	biologisch	-
	andere Vorbehandlung	-
	Nachrüstung geplant	-
	keine Vorbehandlung vorhanden	-
Anlagenkonzept	Best Practice	X
	Anpassung an Reststoffeinsatz	-
Reststoffeinsatz	Anlagenbetrieb mit Reststoff	X
	Umstellung auf Reststoff	-
	Erhöhung Substratmenge	-
Substratanteil	Getreidestrohanteil > 20 % _{FM}	X
	Maisstrohanteil > 20 % _{FM}	-
Bauweise Fermenter	volldurchmischt	X
	Pfropfenströmer	-
Dokumentation Substratzufuhr	Erfassung Einzelsubstratmenge	X
Dokumentation Gasproduktion	Gasvolumen	X
	Gaszusammensetzung	X
Messtechnik	Eigenstrom Anlagenperipherie	X
	Stromaufnahmen Rührwerke	-
	Wärmemengenzähler Fermenter	X

FM = Frischmasse

¹⁾ Ein Kreuz bestätigt ein erfülltes Kriterium der Praxisbiogasanlage.

2.2 Zwischenergebnisse der anlagentechnischen Untersuchungen

Die anlagentechnischen Untersuchungen umfassen eine Betreiberbefragung und Probenahmen zur Bestimmung der Partikelgrößen und Störstoffanteile der Reststoffe. Der Fermenter wird beprobt, um durch Schrägrinntests die Fließeigenschaften zu bestimmen. Dies ermöglicht die Zusammenhänge zwischen der Substratqualität und den Verschleißeinflüssen auf die Anlagenperipherie sowie auf die Fließ- und Rührfähigkeit herzustellen. Des Weiteren werden der Eigenstrombedarf der Fermenteraggregate, die minütliche Leistungsaufnahme der Rührwerke und der Wärmebedarf des Fermenters für drei Monate messtechnisch erfasst. Nachfolgend werden die ersten Zwischenergebnisse zu den Partikelgrößen der Reststoffe und dem Eigenstrombedarf ausgewählter Praxisbiogasanlagen vorgestellt.

Für zwei Rinderfestmist-, zwei Geflügelmist-, eine Stroh-, eine Klee gras- und vier Landschaftspflegegrasproben wurden Partikelgrößen untersucht. Verwendet werden dazu die Vibrationssiebmaschine AS 200 control von der Firma Retsch. Bisher wurden die meisten Proben in der Kategorie Landschaftspflegegras ausgewertet und ermöglichen somit einen bestmöglichen Vergleich über die Reststoffqualität. In Tabelle 2 sind die probenspezifisch verwendeten Siebgrößen gelistet. Die Siebgrößen wurden gemäß der maximalen Grenzen der DIN ISO 9276-1 ausgewählt. Die Nummerierung der Substrate erfolgt durch das jeweils im Projekt zugewiesene Anlagenkürzel (zum Beispiel: L1 – Landschaftspflegeanlage Nr. 1) und die Abkürzung für den Reststoff.

Tab. 2: Übersicht der verwendeten Siebgrößen für die unterschiedlichen Reststoffe

Siebweite in mm	L1-LPG	L3-LPG1	L3-LPG3	L4-KG	L5-LPG
80,00	-	-	-	-	-
56,00	-	-	-	-	-
40,00	-	X	X	X	X
28,00	-	X	-	-	-
20,00	X	-	-	-	X
14,00	-	-	X	X	-
10,00	X	X	-	-	X
8,00	X	-	X	X	X
6,30	X	X	X	X	-
5,00	X	-	-	-	X
4,00	-	X	X	X	-
3,15	X	X	X	X	X
2,00	X	X	X	X	X
1,00	X	X	X	X	X

KG = Klee gras, LPG = Landschaftspflegegras, LPG1 = 1. LPG-Schnitt, LPG3 = 3. LPG-Schnitt

Die Proben L3-LPG1 und L1-LPG weisen jeweils eine Modalverteilung auf. Die Maxima wurden bei den Siebmaschenweiten 6,30 mm für L3-LPG1 (24,5 %) und bei 3,15 mm für L1-LPG (22,3 %) ermittelt. Auffällig war, dass diese beiden Proben auch die insgesamt höchste (L3-LPG1 mit 7,5 mm) und geringste (L1-LPG mit 4,0 mm) Durchschnittspartikelgröße dieser Kategorie aufwiesen. Die drei weiteren Grasproben zeigen eine multimodale Verteilung der Partikelgrößen mit je drei Maxima auf. Die optische Überprüfung zeigt, dass die unterschiedlichen Häufungen durch teilweise gekräuseltes und ineinander verhaktes Material verursacht wurden, welche, neben kleineren nadel-förmigen Partikeln, das Substrat charakterisieren. Das erste Maximum ergibt sich für alle drei Grasproben bei 2,00 mm Maschenweite (L5-LPG: 23,2 %; L3-LPG3: 10,9 %; L4-KG: 12,8 %). Die zweite und dritte Häufung von Partikeln ergab sich bei L5-LPG bei den Siebmaschenweiten von 5,00 mm (15,8 %) und 20,00 mm (10,8 %). Die Probe L3-LPG3

hatte bei 4,00 mm (23,4 %) und 8,00 mm (15,9 %) und die Probe L4-KG bei 4,00 mm (18,7 %) und 14,00 mm (14,8 %) eine gehäufte Ansammlung von Grasparkeln in den Sieben. Zusammenfassend kann abgeleitet werden, dass die Grasproben im Verhältnis eher durchschnittliche Partikelgrößen von 4,00 bis 7,5 mm und auch vermehrt mehr kleinere Anteile aufweisen.

Die vollständige Datenerhebung der Vor-Ort-Messungen für Strom und Wärme sind noch nicht abgeschlossen, um Vergleiche zwischen den Praxisanlagenkonzepten und Substratkategorien aufstellen zu können. Ein Einblick in die Leistungsaufnahme der Rührwerke der Anlage L5 kann gegeben werden. Hier sind drei Fermenterrührwerke im Einsatz. Die Rührwerke RW1 und RW3 sind baugleich als Langachsührer mit 2 Propellern, einer elektrischen Leistung von 11 kW_{el} und einer Drehzahl von 38 U/min ausgeführt. Das Rührwerk RW2 hat ebenfalls eine Leistungsaufnahme von 11 kW_{el}, dreht jedoch als Propellerrührwerk mit einer höheren Drehzahl von 54 U/min. Die elektrischen Energiebedarfe und die Leistungsaufnahmen wurden für knapp drei Monate erfasst und sind in Tabelle 3 dargestellt. Die Energie ist dabei die gesamte benötigte elektrische Energie der Mischeinheiten über die Betriebszeit. Die Durchschnittsleistung ist die durchschnittliche Leistungsaufnahme während der Laufzeit.

Tab. 3: Strom-/Leistungsmesswerte der Rührwerke von Anlage L5

	Einheiten	RW1	RW2	RW3
Betriebszeit	min	116.014	101.248	123.773
Elektrische Energie	kWh _{el}	12.657	7.048	12.265
Durchschnittsleistung	W _{el}	6.615	4.181	6.005

min = Minuten, kWh = Kilowattstunden, W = Watt

Auffällig ist, dass RW1 und RW3 ähnliche Verbräuche zeigen, während RW2 eine deutlich geringere durchschnittliche Leistungsaufnahme und dementsprechend auch im Vergleich nur zwischen 50 und 60 % des Energieverbrauches der anderen beiden Aggregate aufweist. Die Betriebszeiten bewegen sich bei allen drei Rührwerken in ähnlichen Bereichen und kommen einem Dauerbetrieb nahe, obwohl laut Betreiber die Rührintervalle je nach Betriebssituation so gestaltet sind, dass die Rührwerke in etwa ein Viertel der Zeit stillstehen. Somit zeigt sich, dass bereits bei der Gestaltung der Rührintervalle ein Einsparpotenzial vorhanden sein könnte.

Durch die Auswertung weiterer anlagentechnischer Daten der Praxisbiogasanlagen kann bei Projektabschluss ein ganzheitlicher Überblick realisiert und praxisnahe Optimierungmaßnahmen abgeleitet werden.

2.3 Zwischenergebnisse der prozesstechnischen Untersuchungen

Grundlage der prozesstechnischen Untersuchungen der ausgewählten Praxisanlagen stellen die Betreiberfragebögen sowie Mess- und Betriebsdaten der Biogasanlagen dar. Ergänzend hierzu werden Beprobungen der Einsatzstoffe, Fermenterinhalt und Gärprodukte durchgeführt. Die Probenahmen erfolgen je untersuchter Anlage dreimal im Abstand von jeweils zwei Monaten. Die Einsatzstoffe werden hinsichtlich ihrer chemischen Zusammensetzung, Nähr- und Störstoffgehalte, einschließlich Mineral- und Spurenelemente, und möglicher Hemmstoffe charakterisiert. Zudem wird für alle Inputstoffe das Gasbildungspotenzial in Batch-Gärtests nach VDI 4630 ermittelt. Analysen der Fermenterinhalt und flüssigen Gärprodukte erlauben Aussagen zu Prozessverlauf und Prozessstabilität der Praxisanlagen. Des Weiteren können Kenntnisse zum Abbaugrad der organischen Anteile sowie zur Umsetzung der Faserbestandteile gewonnen werden. Von den flüssigen Gärprodukten wird das Restgaspotenzial nach VDI 4630 und VDI 3475 über eine Untersuchungsdauer von 60 Tagen bei 20 und 37 °C analysiert. Basierend auf der detaillierten Analyse der Gasbildungspotenziale von Einsatzstoffen und Gärprodukten sowie der Gasbildung in der Biogasanlage kann die Umsetzungseffizienz der Anlagen bewertet werden. Um weitere Fragestellungen zur Umstellung der Einsatzstoffmischung auf höhere Anteile lignocellulosereicher Reststoffe und zur Optimierung des Substratabbaus im Biogasprozess detailliert zu untersuchen, werden ergänzend kontinuierliche Gärversuche im Labormaßstab durchgeführt. Schwerpunkt dieser Untersuchungen ist die Analyse des Einflusses einer Substratumstellung sowie einer Anpassung der Prozesstemperatur im mesophilen bis thermophilen Bereich auf die Prozessleistung, -stabilität und weitere Prozessparameter. Dabei werden Effekte von Art, Umfang und Geschwindigkeit der Änderungen betrachtet.

Erste Ergebnisse der chemischen Analysen zeigen, dass in den im Projekt betrachteten Reststoffen Landschaftspflegegras, Festmist und Stroh die Fasergehalte mit 59 bis 80 % TM deutlich über den Fasergehalten von z. B. Maissilage (im Mittel 44 % TM) liegen (Abb. 1a). Dabei weist der Festmist hohe Ligningehalte und das Getreidestroh die höchsten Cellulosegehalte im Vergleich der Reststoffe auf.

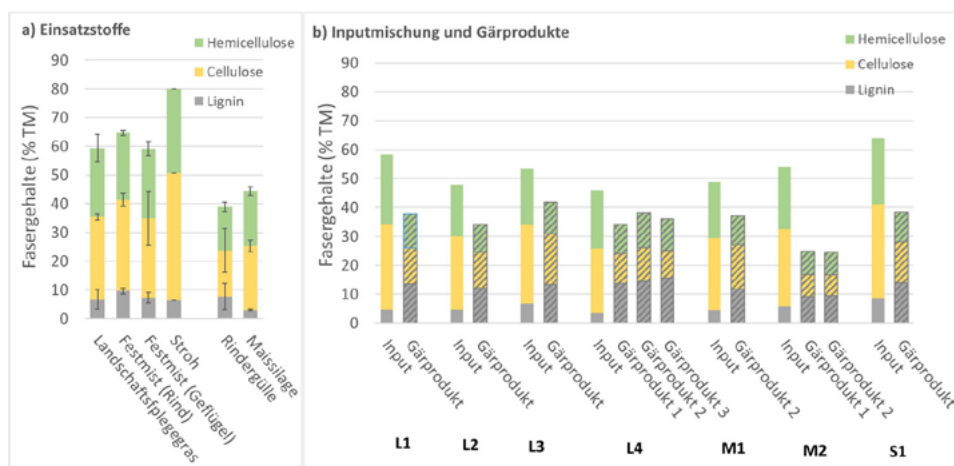


Abb. 1: Faserfraktion der a) Einsatzstoffe und b) Inputmischungen und Gärprodukte der Praxisbiogasanlagen (© ATB)

In Abbildung 1b sind die Lignocelluloseanteile bisher untersuchter Praxisanlagen im Inputmix sowie nach der Vergärung im Gärprodukt dargestellt. Dabei variieren die Fasergehalte in der Einsatzstoffmischung der Anlagen mit Landschaftspflegegras und Festmist zwischen 46 und 58 % TM. Die Fasergehalte im Input der untersuchten Strohanlage liegen mit 64 % TM am höchsten. Durch den Gärprozess werden bei allen Anlagen die Fasergehalte um 17 bis 55 % (rel.) reduziert. Dies ist auf den Abbau der Hemicellulose- und Celluloseanteile zurückzuführen, der in ähnlichem Umfang stattfindet. Der Anteil an Lignin steigt hingegen im Gärprodukt an (bezogen auf die TM), da hier kein oder nur ein sehr geringer Abbau zu verzeichnen ist, wobei die Trockenmasse insgesamt abnimmt. Auffällig ist eine deutliche Reduzierung der Cellulose- und Hemicelluloseanteile nach der Vergärung in der Anlage M2. Ursache für den hohen Faserabbau könnte die feine mechanische Aufbereitung des eingesetzten Geflügelmistes vor Zugabe in den Fermenter sowie eine zusätzliche mechanische Aufbereitung und Quetschung im Bypass des Fermenters sein.

Im Vergleich der untersuchten Reststoffe wurden für die Festmistproben der Anlagen die geringsten Methanbildungspotenziale von im Mittel $249 \text{ m}^3_{\text{N}}$ Methan/t oTM bestimmt. Dies korrespondiert mit den höheren Ligninanteilen in diesen Einsatzstoffen, die eine geringere Umsetzbarkeit der organischen Bestandteile bewirken. Die Methanausbeuten für Landschaftspflegegras und Getreidestroh liegen etwas höher bei im Mittel 283 bzw. $285 \text{ m}^3_{\text{N}}$ Methan/t oTM. Das im Gärprodukt verbleibende Restmethanpotenzial der bisher untersuchten Biogasanlagen bei $37 \text{ }^\circ\text{C}$ weist eine große Spanne von 29 bis $116 \text{ m}^3_{\text{N}}$ Methan/t oTM auf. Damit liegen die Werte im unteren bis mittleren Bereich der an anderen Praxisanlagen bestimmten Restgaspotenziale (Gemmeke et al. 2009) bei

vergleichbaren hydraulischen Verweilzeiten. Diese ersten Ergebnisse deuten darauf hin, dass durch den Einsatz höherer Anteile an lignocellulosereichen, vergleichsweise langsam umsetzbaren Reststoffen keine deutliche Erhöhung des Restgaspotenzials zu verzeichnen ist, sofern eine geeignete Prozessführung vorliegt. Anhand weiterführender prozesstechnischer Auswertungen sollen im Projektverlauf die Umsetzungseffizienz der Praxisanlagen detailliert bewertet, Einflussfaktoren identifiziert und Optimierungsansätze abgeleitet werden.

2.4 Zwischenergebnisse der sozioökonomischen Untersuchungen

Die sozioökonomischen Untersuchungen umfassen die Bewertung und Darstellung der Einflüsse der vor- und nachgeschalteten Prozesse der Gasproduktion sowie der Gasproduktion selbst von den ausgewählten Praxisbiogasanlagen in Bezug auf den vorwiegenden Einsatz landwirtschaftlicher Reststoffe. Im ersten Schritt werden die Anlagenbetreiber zu der gesamtwirtschaftlichen Anlagensituation, der spezifischen Wirtschaftlichkeit des Reststoffeinsatzes sowie zu dem Substrat- und Gärproduktmanagement befragt. Dabei werden die Substratlieferanten und die Gärproduktabnehmer direkt einbezogen. Aus den Informationen wird mithilfe eines Berechnungstools von C.A.R.M.E.N. e.V. eine vollständige Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Praxisbiogasanlagen erarbeitet. Im weiteren Verlauf der Untersuchungen werden Online-Recherchen und gezielte Umfragen zur Akzeptanz der einzelnen Praxisanlagen durchgeführt, um die Wahrnehmung der Biogasanlage in der Öffentlichkeit, insbesondere zu der Reststoffverwertung, einzufangen. Nachfolgend werden die ersten allgemeinen Zwischenergebnisse zu den sozioökonomischen Fragestellungen vorgestellt.

Ein breites Meinungsbild der Jahre 2019 (rückblickend betrachtet) und 2020 (vorausschauend betrachtet) der bayerischen Biogasanlagenbetreiber zu dem Reststoffeinsatz konnte bereits, neben der Befragung der 15 Biogasanlagenbetreiber aus dem Projekt, aus Teilen der jährlich durchgeführten Konjunkturumfrage des C.A.R.M.E.N. e.V. eingefangen werden. Als Bestandteil der Umfrage sollte die aktuelle wirtschaftliche Lage der befragten Anlagenbetreiber im vergangenen sowie perspektivisch im kommenden Geschäftsjahr eingeschätzt werden. Für beide Geschäftsjahre konnte ein Rücklauf von je 146 Fragebögen ausgewertet werden. Die Ergebnisse sind in Abbildung 2 dargestellt.

Im abgelaufenen Geschäftsjahr 2019 wurde von 78 % der Teilnehmer die wirtschaftliche Lage als „gut“ bzw. „mittel“ eingeschätzt. Als „sehr gut“ haben 8 % der befragten Betreiber ihre wirtschaftliche Lage bewertet, wohingegen 13 % der Betreiber die Situation als „schlecht“ oder „sehr schlecht“ einschätzten. Für das Geschäftsjahr 2020 sind die Erwartungen etwas verhaltener. Dies zeigt die Steigerung um 5 % der als „schlecht“ bis „sehr schlecht“ bewerteten wirtschaftlichen Lage. Viele Betreiber sehen im hohen bürokratischen Aufwand und bei der Umsetzung der Düngeverordnung Schwierigkeiten.

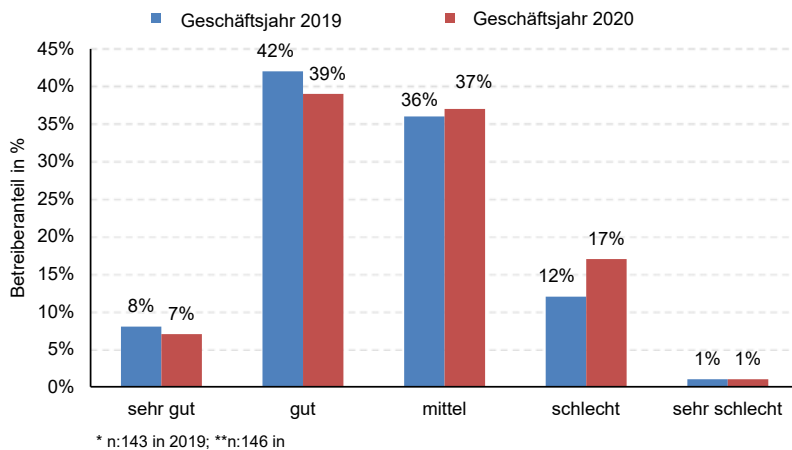


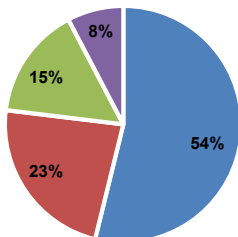
Abb. 2: Umfrage: wirtschaftliche Lage bayerischer Biogasanlagen (© C.A.R.M.E.N. e.V.)

Die Zukunftsaussichten für einen Weiterbetrieb wurden unter den zu diesem Zeitpunkt geltenden Rahmenbedingungen des EEG 2017 sehr kritisch gesehen.

Die in Abbildung 3 dargestellte Befragung von 7 Betreibern der untersuchten Praxisbiogasanlagen im „LaRA“-Projekt zeigt, dass die Biogasanlage, mit 54 % der Umfrageergebnisse, mehrheitlich als sinnvolle Ergänzung zu einem landwirtschaftlichen Betrieb gesehen wird. Weiterhin stellt die Biogasanlage für 23 % der Betreiber ein wichtiges zweites finanzielles Standbein dar und ist für 15 % der Betreiber eher ein Investitionsobjekt. In diesem Zusammenhang wurde auch nach den Beweggründen für den Reststoffeinsatz gefragt. Mit einem Anteil von 35 % wird dabei deutlich, dass die größte Motivation in der möglichen Verbesserung der Wirtschaftlichkeit liegt. Mit einem Anteil von 25 % ist

Beweggründe für Biogasanlage

- sinnvolle Ergänzung zum landwirtschaftlichen Betrieb
- Einkommensdiversifizierung
- Investitionsobjekt
- Sonstiges



Gründe für den Reststoffeinsatz

- Aufschlusstechnik
- Gute Akzeptanz
- Erfahrung im Bekanntenkreis
- Ökologie
- Anlagenkonzept
- Reststoffe vorhanden
- Ökonomie
- Sonstiges

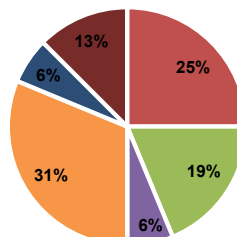


Abb. 3: Auswertung von 7 Betreiberfragebögen im Projekt „LaRA“ (© C.A.R.M.E.N. e.V.)

das bestehende Anlagenkonzept bereits auf den Einsatz von landwirtschaftlichen Reststoffen ausgelegt worden. Die Motivation der konzeptionellen Planung resultierte dabei auch aus der Verfügbarkeit der Reststoffe am Standort. Den ökologischen Vorteilen als Hauptargument für den Einsatz der Reststoffe wird gegenwärtig eine geringere Bedeutung zugeschrieben. Hierbei ist ergänzend zu erwähnen, dass die Befragung von 8 weiteren Betreibern noch aussteht und es sich daher aktuell um ein Zwischenergebnis handelt.

Bezüglich der gegenwärtigen Auswertung hinsichtlich der Akzeptanz der Biogasanlage haben 7 Betreiber ihre persönlichen Beziehungen zu den Anwohnern, der Gemeinde und den Naturschutzverbänden geschildert. Es zeigte sich, dass der überwiegende Anteil der Betreiber ein „sehr gutes“ bis „gutes“ Verhältnis zu den Anwohnern (55 %), der Gemeinde (88 %) und Naturschutzverbänden (72 %) hat. Der teilweise vorher vorhandene Widerstand beziehungsweise die Skepsis zur Biogasanlage konnte insbesondere bei den Anwohnern durch Informationsarbeit, Öffentlichkeitsarbeit und der Wärmebereitstellung über ein Nahwärmenetz abgebaut werden.

3 Fazit

Bereits in der Präsentation der Zwischenergebnisse hat sich gezeigt, dass der Einsatz von faserhaltigen landwirtschaftlichen Reststoffen Chancen bietet und diesbezüglich die Herausforderungen aufgrund der Komplexität der Einflussfaktoren identifiziert und bewerkstelligt werden müssen.

Für eine ganzheitliche Bewertung des Reststoffeinsatzes in landwirtschaftlichen Biogasanlagen und der Definition von Lösungsansätzen für eine technische Anpassung von bestehenden Biogasanlagen werden in der weiteren Projektlaufzeit die Fragebögen, Anlagen- und Messdaten sowie weitere Ergebnisse aus den Praxisuntersuchungen vollständig gebündelt und ausgewertet.

Literatur

- BMU (2019): Klimaschutzprogramm 2030 – Maßnahmen zur Erreichung der Klimaschutzziele 2030. Hg. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
- EEG (2021): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist
- Gemmeke, B.; Rieger, C.; Weiland, P. (2009). Biogas-Messprogramm II. 61 Biogasanlagen im Vergleich. Gülzow, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)

Referentenentwurf BMWI (2020): Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften. Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Rauh, S. (2021): Das EEG 2021 – Auf diese Fallstricke ist zu achten. In: Stroh, Gras -> Biogas digital am 02.03.2021

UBA (2020): Bioenergie – ein weites komplexes Feld. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/bioenergie#bioenergie-ein-weites-und-komplexes-feld>, Zugriff am 02.05.2021

Förderhinweis

An dieser Stelle möchten wir als Projektteam dem Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) für die Bereitstellung der finanziellen Mittel und der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) für die unterstützende Arbeit und organisatorische Begleitung im Projektablauf sehr herzlich danken.

Hemmnisse und Lösungsansätze zur Erhöhung der Güllenutzung in Biogasanlagen

GERD REINHOLD

1 Einleitung

Wirtschaftsdünger und Reststoffe sind traditionelle Substrate für die Biogaserzeugung. Sie verursachen in der Regel keine Kosten. Zusätzlich wird die Qualität als Dünger durch die anaerobe Fermentation verbessert. Von besonderer Bedeutung bei der Güllefermentation ist die Vermeidung von Methanemissionen im Vergleich zur Rohgüllelagerung. Rindergülle ist der wichtigste eingesetzte Wirtschaftsdünger, da die anfallende Menge am höchsten und auch der Trockensubstanzgehalt (TS) deutlich höher als der von Schweinegülle ist. Rindergülle kann als pumpfähiges Substrat ohne Aufbereitung in der Nassvergärung in Rührkesselfermentern verwendet werden.

Mit den Regelungen des EEG wurde versucht, den Gülleeinsatz anzureizen. Allerdings führten starre Grenzen von 30 % Mindestgülleanteil beim Güllebonus, die geforderte gasdichte Mindestverweilzeit von 150 Tagen sowie die Begrenzung der installierten Leitung bei Güllekleinanlagen dazu, dass der Gülleeinsatz eher gehemmt als gesteigert wurde.

Zwischen den einzelnen Bundesländern gibt es deutliche Unterschiede im Substratmix wie auch in der flächenbezogenen installierten Verstromungsleistung (Abb. 1). Der Wirtschaftsdüngeranteil reicht von 27 % in Niedersachsen bis 74 % in Thüringen (Hölker 2012). Auffällig ist, dass im Norden in den Regionen mit hohem Tierbesatz die höchste Dichte an BGA vorhanden sowie auch die größten BGA entstanden sind. Aufgrund des hohen Gülleanfalls ist ein deutlicher Nährstoffüberschuss vorhanden. Die oft gewerblich betriebenen BGA setzen so wenig Gülle wie möglich ein, um nicht die Aufgabe der Nährstoffentsorgung zu übernehmen. Somit haben diese Regionen mit der höchsten Tierdichte und damit auch den höchsten Gülleanfall den geringsten Gülleanteil in den BGA.

Im vorliegenden Artikel werden die rechtlichen und strukturellen Hemmnisse für einen verstärkten Einsatz von Gülle analysiert und Lösungsansätze zur besseren Nutzung diskutiert.

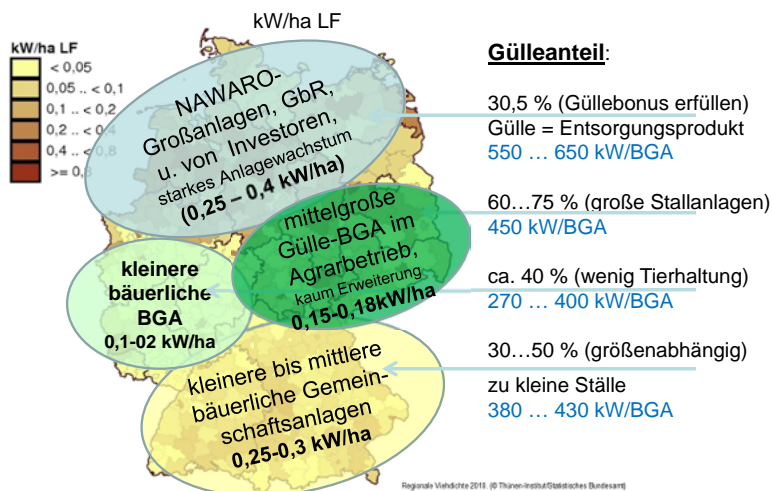


Abb. 1: Gülleanteil und Struktur der BGA in Deutschland (© Thünen-Institut/Statistisches Bundesamt, Hölker 2012, FvB 2020)

2 Rahmenbedingungen für den Gülleinsatz in BGA

2.1 Eigenschaften von Rinder- und Schweinegülle

Rinder- und Schweinegülle unterscheiden sich in ihren Eigenschaften deutlich. Der TS-Gehalt von Schweinegülle mit Werten von 2 bis 8 % wird sehr von der Produktionsrichtung (Schweinezucht bzw. Mast) bestimmt. Rindergülle weist in der Regel einen deutlich höheren TS-Gehalt von 8 bis 12 % auf. Der Methanertrag je kg organischer Trockensubstanz (oTS) ist jedoch geringer als bei Schweinegülle. Ursache hierfür ist auch die schlechtere Futtermittelausnutzung im kürzeren Verdauungstrakt der Schweine (Tab. 1). Je m³ Fischmasse ist der Gasertrag bei Rindergülle um ca. 50 % höher und damit ist auch die Transportwürdigkeit besser. Bei Rohgüllelagerung entstehen deutliche Methangasemissionen, die stark von der Lagerungstemperatur beeinflusst werden (KTBL 2021). Durch die Vergärung werden diese Emissionen um 85 bis 95 % vermindert, sodass die gasdichte Gärrestlagerung zu hinterfragen ist.

Güllen enthalten 6 bis 10 g/l flüchtige Fettsäuren. Da es für Gülle keine Schätzformeln für die Korrektur des TS-Gehaltes aufgrund vorhandener flüchtiger Fettsäuren wie für Maissilage gibt, wird der Methanertrag bei oTS-Bezug deutlich unterschätzt. Bei Monogüllevergärung (Mischgülle von Schwein und Rind mit 12,3 g/l flüchtiger Fettsäure) und Raumbelastungen von 2 bis 3 kg/(m³ d) wurden ca. 40 % des Biogases allein aus dem Fettsäureabbau gebildet (Reinhold 1988).

Die Methanemissionen bei der Lagerung von Schweinegülle ist auch ohne direkte Zufuhr von Methanbildnern aus dem Verdauungstrakt in der Regel höher als die der Rindergülle, was auch durch das Fehlen einer natürlichen Schwimmdecke begünstigt wird. Ursache hierfür kann der höhere Anteil an flüchtigen Fettsäuren in Schweinegülle sein. Somit ist es umso wichtiger Schweinegülle der Vergärung zuzuführen, da die Methanemission bei der Rohgüllelagerung doppelt so hoch ist wie bei Rindergülle (Tab. 1).

Tab. 1: Eigenschaften von Rinder- und Schweinegülle (Haenel et al. 2020, bearbeitet)

Kriterium	Einheit ¹⁾	Rindergülle	Schweinegülle
TS-Gehalt	%	10	6
oTS-Gehalt		80	80
Methanbildungspotenzial	m ³ CH ₄ /m ³ Gülle	16	10
	m ³ CH ₄ /kg oTS	230	300
Methanumwandlungsfaktor MCF ¹⁾			
offen (ohne Schwimmschicht)	% des Potenzials	17 %	25 %
natürliche Schwimmschicht	% des Potenzials	10 %	15 %
Methanbildung im Güllelager bei TS			
offen (ohne Schwimmschicht)	m ³ CH ₄ /m ³ Gülle	(3,13)	3,60
natürliche Schwimmschicht	m ³ CH ₄ /m ³ Gülle	1,84	(2,12)
Methanbildung nach Vergärung im Lager bei (1,5 % Restgas)	m ³ CH ₄ /m ³ Gülle	0,28	0,21
Emissionsminderung durch Vergärung	%	85	94

1) MCF: methane conversion factor.

Der Einsatz von Gülle zu Vergärung führt zu folgenden deutlich positiven Effekten:

- Nutzung eines Reststoffes zur erneuerbaren Energieerzeugung (CO₂-Effekt).
- Deutliche Reduzierung der lagerungsbedingten Methanemissionen im Vergleich zur Rohgüllelagerung.
- Mineralisierung von organisch gebundenem Stickstoff (verbesserte Düngewirkung).
- Möglichkeit zur Emissionsminderung bei der Applikation durch schnelleres Eindringen in den Boden. Allerdings steigt durch die Mineralisierung von organisch gebundenem Stickstoff die Gefahr der Erhöhung der Ammoniumemissionen, wenn keine emissionsmindernde Applikationstechnik zum Einsatz kommt.
- Vereinheitlichung der Eigenschaften der Wirtschaftsdünger und darauffolgend verbesserte Düngungsplanung.
- Geruchsreduzierung, Hygienisierung und Unkrautsamenvernichtung.

2.2 Hemmnisse für den Gülleinsatz in BGA

Hemmnisse für den verstärkten Gülleinsatz sind die Gülleeigenschaften sowie die agrarstrukturellen und rechtlichen Rahmenbedingungen. Im Einzelnen hemmen folgende Faktoren den intensiven Gülleinsatz:

- Geringer Gehalt an vergärbare organischer Substanz
Güllen besitzen aufgrund des hohen Wassergehaltes eine geringe Energiedichte, so dass für die Vergärung größere Behältervolumina erforderlich sind. Dementsprechend ist der Prozesswärmebedarf mit deutlich über 20 % im Jahresmittel sehr hoch. Bei üblichen Raumbelastungen von 2 bis 2,5 kg oTS/(m³ d) würde sich für Rindergülle (10 % TS) eine Verweilzeit von 32 bis 40 Tagen und für Schweinegülle (4 % TS) eine Verweilzeit von 13 bzw. 16 Tagen ergeben. Durch den Zusatz von 30 % NawaRo Mais steigert sich die belastungsbezogene zu empfehlende Verweilzeit auf 40 bis 70 Tage. Für Maissilage (35 % TS) wären dagegen 133 bzw. 160 Tage angeraten (Tab. 2).

Tab. 2: Verweilzeit bei verfahrenstechnisch optimaler Belastung

Substrat	TS %	Verweilzeit bei Belastung:	
		2,5 kg/(m ³ d)	2,0 kg/(m ³ d)
Rindergülle (RG)	10	32	40
Schweinegülle (SG)	4	13	16
RG + 30 % Mais	15	53	66
SG + 30 % Mais	10	38	47
Maissilage	35	122	152

- Zu kleine Anfallsmengen je Betrieb
Selbst bei Rindergülle sind für eine 75-kW-Gülleanlage ca. 500 GV pro Stallanlage erforderlich. Im Westen Deutschlands liegen die mittlere Bestandsgrößen je Betrieb zwischen 42 und 102 Milchkühen und im Osten bei 157 bis 233 Milchkühe (Ter-gast 2020), sodass durch die größeren Haltungseinheiten der Gülleinsatz wesentlich leichter ist.
- Geringe Transportwürdigkeit
Auch bei kürzeren Transportstrecken fallen Transportkosten von etwa 2,5 €/m³ an. Bei Rindergülle mit 10 % TS sind das bezogen auf den Methanertrag 50 % der Methankosten von Mais (35 €/t) und bei Schweingülle mit 4 % TS entstehen so durch diesen Transport die gleichen Methanrohstoffkosten wie für Maissilage.
- Nährstoffüberschuss in den Veredlungsregionen
Durch die Einbeziehung von „Maisgülle“ in die 170-kg-Stickstoffobergrenze erhöhte sich der aus der Veredlungsregion zu schleusende Nährstoffüberschuss. Gülle wird somit zum zu entsorgenden „Abfall“. BGA-Betreiber sind damit nicht bereit Gülle über die Grenze des Güllebonus von 30 % aufzunehmen.

- Festlegung von 150 Tagen gasdichter Mindestverweilzeit im EEG
Mit der im EEG ab 2012 fixierten unflexiblen gasdichten Verweilzeit von mindestens 150 Tagen erfordert die Vergärung von Gülle ein wesentlich größeres gasdichtes Behältervolumen als bei NawaRo-Einsatz (siehe Tab. 2). Nur für die Güllemonovergärung gibt es keine Anforderungen an eine Mindestverweilzeit, weshalb diese meist mit nur einem Fermenter betriebenen BGA durch die kurzen Verweilzeiten von z.T. unter 30 Tagen erhebliche Methanemissionen verursachen. Selbst ein geringer, aber sinnvoller Reststoffeinsatz (Futterreste, Sioldeckschichten usw.) führt zu Forderung nach 150 Tagen gasdichter Verweilzeit und unterbleibt deshalb.
- Streichung des Nachweises der Umweltverträglichkeit über Restgaspotenzialbestimmung
Die bisher vorhandene Möglichkeit auch bei kürzeren Verweilzeiten die Umweltverträglichkeit über das Restgaspotenzial nachzuweisen wurde vom Gesetzgeber im EEG 2017 ersatzlos gestrichen.
- Ungleichbehandlung von Gülle und Gärrest in der AwSV
Die fachlich nicht begründbaren, nachträglich verabschiedeten, erhöhten Anforderungen an Gärrestlager wie auch die Streichung der Lagerungsmöglichkeiten in mit Folie ausgekleideten Erdbecken und die Forderung zur Errichtung einer Umwallung führt zur Minimierung des Gülleinsatzes und zu Mehrkosten.

2.3 Rahmenbedingungen und Lösungsansätze zur Erhöhung der Güllenutzung

Grundvoraussetzung für den Einsatz von Gülle in BGA ist, dass die Biogaserzeugung eine wirtschaftlich tragfähige Perspektive erhält. Ohne diese langfristige Perspektive ist keine Vergärung von Wirtschaftsdüngern und die damit einhergehenden Vorteile für die Umwelt gegeben. Dabei ist es unerheblich, ob dies über das EEG erfolgt oder die anderen Leistungen der Biogaserzeugung aus Gülle honoriert werden. Im Einzelnen könnten folgende Leistungen, die relativ unabhängig vom Gülleinsatz sind, dazu herangezogen werden:

- Systemdienstleistungen im Energiebereich, wie bedarfsgerechte Strombereitstellung zum Ausgleich der fluktuierenden Quellen Wind und PV, die Grundlast- und Schwarzstartfähigkeit, die Fähigkeit zur Netzstabilisierung beizutragen usw.
- CO₂-Vergütung für die vermiedenen Methanemission und die CO₂-neutrale Energiebereitstellung. Hierbei sind allerdings CO₂-Preise in der Größenordnung, wie sie zurzeit im Kraftstoffmarkt für erneuerbares Methan gezahlt werden, erforderlich.
- Wärmevergütung, die verfügbare Wärmemenge sinkt jedoch mit steigendem Gülleanteil am Substratmix gerade in der Zeit mit Wärmebedarf deutlich.
- Umweltdienstleistungen wie erweiterte Fruchtfolgen in Ackerbauregionen, die Verwertung von Abfall und Reststoffen sowie Geruchsreduzierung und Hygienisierung.

Im Einzelnen sind folgende Maßnahmen geeignet, um die Benachteiligung des Gülleeinsatzes auszugleichen bzw. den Einsatz anzureizen:

- Geringer Gehalt an vergärbare Substanz

Der zu geringe Gehalt an vergärbare Substanz lässt sich entweder durch Zusatz von TS-reichen Reststoffen wie Stallmist, Silodeckschichten und Futterresten, aber auch durch den Zusatz von NawaRo steigern. Ziel ist es, die Investitionen in den Faulraum auszunutzen und den Prozesswärmebedarf zu verringern. Hierfür müssen die rechtlichen Rahmenbedingungen angepasst werden. Eine Monovergärung von Gülle ist deutlich abzulehnen. Auch sind die rechtlichen Vorteile der Monogüllevergärung, wie die fehlenden Anforderungen an die Mindestverweilzeit, durch sinnvolle Regelungen zu ersetzen.

Eine Eindickung durch Sedimentation oder Separation zur Steigerung des Gehaltes an vergärbare Trockenmasse bei einer Vergärung vor Ort ist nachteilig, da das Gasbildungspotenzial des Fugats nicht genutzt wird. Zusätzlich ist zu beachten, dass dann im Betrieb zwei unterschiedliche Wirtschaftsdünger (Fugat und Gärrest) separat zu lagern und zu handhaben sind. Die scheinbaren ökonomischen Vorteile der Verkleinerung des Faulraums und die einhergehende Reduzierung der Baukosten können die Mehraufwendungen aber meist nicht ausgleichen. Allerdings ist die Separation und die anschließende Verbringung des Feststoffes zur Vergärung, z.B. in einer Ackerbauregion, zu empfehlen, um die Transportaufwendungen zu reduzieren.

Besonders bei Schweinegülle wird erst durch Ko-Vergärung zusammen mit Reststoffen, Minderqualitäten oder NawaRo eine Eignung zur Vergärung geschaffen. Auch die Substrateigenschaften werden verbessert, da z.B. das C:N-Verhältnis optimiert wird und eine Ammoniumhemmung der Vergärung, wie sie bei Schweinegülle plus Trockenkot auftreten kann, vermieden wird.

- Zu kleine Anfallsmengen je Betrieb

Wenn aufgrund der Stallanlagengröße auch bei Nutzung aller Reststoffe eine Mindestgröße von 75 kW bis 99 kW Bemessungsleistung nicht erreicht werden kann, sollte auch aus ökonomischen Gründen über eine größere Gemeinschaftsanlage nachgedacht werden. Diese könnte dann die Lagerung und Applikation der Wirtschaftsdünger z.B. in Form einer Güllebörse mit übernehmen und so auch zum Nährstoffausgleich zwischen Tierhaltung und Ackerbau beitragen.

Die Versuche noch kleinere Anlagen zu errichten sind aus ökonomischer Sicht aufgrund der Stromgestehungskosten von deutlich über 25 ct/kWh (ohne Substratkosten) abzulehnen. Damit entstehen deutlich höhere Kosten als bei Ko-Vergärungsanlagen mit 300 bis 500 kW, die in die landwirtschaftliche Agrarstruktur integriert sind. Und diese verfügen über einen deutlich höheren Gülleeinsatz als die vom Gesetzgeber für den Güllebonus definierten Untergrenze von 30 %.

Auch die Nutzung der kleineren Anlagen zur Eigenstromerzeugung ist kaum denkbar, da so kleine Betriebe oft einen sehr geringen Strombedarf und zusätzlich deutliche Lastschwankungen haben. Auch die vom Gesetzgeber fixierte EEG-Umlage auf Eigenstrom (die übrigens von der RED II ausdrücklich nicht toleriert wird) und die enge rechtliche Definition der Eigenstromnutzung verhindern solche Konzepte.

- Geringe Transportwürdigkeit

Die Separation als technische Lösung, wie auch das natürliche Eindicken durch Sedimentation, sind Möglichkeiten den Gehalt an vergärbare organischer Trockensubstanz zur Steigerung der Transportwürdigkeit zu erhöhen. Bei Transportkosten von 2,5 €/t FM im Kurzstreckenbereich werden durch die Separation die spezifischen auf die Methanmenge bezogenen Kosten bei Rindergülle halbiert und bei Schweinegülle auf 25 % reduziert (Tab. 3).

Tab. 3: Methanmenge je Tonne Frischmasse und Transportkosten (2,5 €/t FM) unterschiedlicher Substrate

Substrat	oTS %	CH ₄ -Ertrag l/kg oTS	CH ₄ -Menge m ³ /t FM	Transportkosten €/m ³ CH ₄
Rindergülle (RG)	8	250	17	0,15
Schweinegülle (SG)	3,2	250	8	0,31
RG-Feststoff	17	200	34	0,07
SG-Feststoff	20	150	30	0,08
Maissilage	33	340	110	0,02

Allerdings entstehen auch Aufwendungen für die Fest-Flüssig-Trennung, die es zu beachten gilt. Bei der Eindickung durch Sedimentation entstehen kaum Kosten, es sei denn, es müssen zusätzliche Läger errichtet werden. Allerdings erlangt dieses Verfahren für BGA wenig Bedeutung, da die Gülle über die Lagerzeit Methan emittiert und sich so das Gasbildungspotenzial reduziert.

Bei der technischen Separation ist die unterschiedliche Trennleistung der einzelnen Verfahren, aber auch die Trennfähigkeit der einzelnen Substrate zu beachten (Tab. 4).

Zurzeit werden besonders in der Schweinehaltung bauliche Lösungen diskutiert, bei denen eine Trennung von Kot und Harn aus Emissionsgründen schon im Stall erfolgt. Wenn sich diese Verfahren durchsetzen, dann könnte der nun transportwürdige Schweinekot mit TS-Gehalten von 15–20 % zu einer benachbarten BGA verbracht und vergoren werden. Zu beachten ist, dass in einer BGA nur so viel Kotmenge eingesetzt werden kann, wie ohne Ammoniumhemmung der Gaserzeugung möglich ist, da der Kot sehr stickstoffreich ist.

Tab. 4: Vergleich unterschiedlicher Trennverfahren

	Einheit	Press- schnecken	Zentrifugen	Mehrstufige Separatoren
Kosten	€/m ³	1–2	5–7	
Strombedarf	kWh/m ³	mittel 0,3–0,7	hoch 0,8–1,1	extrem hoch
Reduzierung:				
Masse	%	25	15	30
TM	%	50	60	90
N	%	30 bis 40	20	50
P	%		bis 70	bis 95

- Nährstoffüberschuss in den Veredlungsregionen

Regionen mit Nährstoffüberschuss, d. h. hohem Tierbesatz (siehe Abb. 1) setzen bisher nur wenig Gülle ein, da die BGA oft unabhängig von der Tierhaltung betrieben und die Verbringung der Gärreste organisiert werden muss. Oft beträgt der Gülleinsatz nur 30 % als Voraussetzung für den Güllebonus, obwohl durch den hohen Tierbesatz deutlich mehr Gülle in der Region verfügbar wäre. Mit Übergang in die 2. EEG-Förderperiode werden dann auch diese 30 % nicht mehr eingesetzt. Auch der Maisdeckel führte nicht zum Anreiz des Gülleinsatzes, da sonst durch die Forderung von 150 d Mindestverweilzeit das Faulraumvolumen erhöht werden müsste.

Besonders mit der Anrechnung der pflanzlichen Gärreste auf die 170-kg-Grenze der DüV sind die Betriebe gezwungen, Nährstoffe oft in Form von Gärresten abzutransportieren. Deutlich besser wäre der Transport der Rohgülle bzw. des abgetrennten Feststoffs zur zentralisierten Vergärung in der Ackerbauregion, da dadurch auch der überhöhte Maisanbau und damit der Gärrestanfall und Nährstoffanfall in der Veredlungsregion verringert werden würde.

Die aufnehmenden BGA haben keine Entsorgungsprobleme. Die Verwertung der Nährstoffe mit deutlich höheren N-MDÄ spart z.B. die energieintensive Stickstoffsynthese. Kosten für Lagerung und Transport verbleiben beim Verursacher des Gülleanfalls und die BGA in der Ackerbauregion vergütet die wirksamen Nährstoffe. Bei entsprechenden Anreizen für den Gülleinsatz werden so deutlich höhere Gülleanteile am Substratmix realisierbar.

Perspektivisch ist ein deutlicher Abbau der Tierhaltung und der NawaRo-Vergärung in Veredlungsregionen nicht nur aus Nährstoffsicht erforderlich. Als Kriterium könnte z.B. der Veredlungsbesatz, welcher den Tierbesatz und die NawaRo-Biogasbemessungsleistung addiert und auf den Hektar landwirtschaftlich genutzter Fläche (LF) bezieht, Anwendung finden. Ab 1,5 (GV + kW)/ha im Landkreis sollte jeglicher Neubau von Tierhaltung untersagt werden. Für den Neubau von BGA und der Übergang in die 2. Förderperiode des EEG sollten in diesen Regionen > 50 % Gülle- und Reststoffeinsatz genehmigungsrelevant sein.

Rechtlich könnten auch, bei den beschriebenen objektiven Schwierigkeiten für einen verstärkten Gülleinsatz, leicht und ohne Kosten Voraussetzungen für die Erhöhung der Güllevergärung geschaffen werden. Allerdings fehlt hierzu der politische Wille. Die Festlegung von pauschal 150 d Mindestverweilzeit – begründet in den Ergebnissen des Biogasmessprogramms II, in welchen vorrangig NawaRo dominierte Anlagen untersucht wurden – verhindert die Güllevergärung. Erste Ansätze in der Novelle der TA Luft zeigen den richtigen Weg. 50 d Mindestverweilzeit im Mehrbehältersystem zuzüglich 1 bzw. 2 Tage Verweilzeit je Prozent Feststoffeinsatz sind eine Möglichkeit Güllevergärung anzureizen.

Auch die Wiederzulassung der Messung des Restgaspotenzials zum Nachweis der Umweltverträglichkeit ist ein Weg, die Güllevergärung zu ermöglichen. Bemerkenswert ist auch, dass die vorgeschlagene Temperatur bei der Restgasbestimmung von ehemals 20 °C auf sachlich vernünftige 37 °C festzulegen ist. Dies wurde jedoch nicht im EEG 2021 umgesetzt, was den verstärkten Einsatz von Gülle in BGA behindert.

Zusätzlich sollten die Ungleichbehandlung von Gülle und Gärrest in der DüV und der AwSV (Nährstoffanrechnung, Fachbetriebspflicht nur für Gärrestlager, Sperrung von Folienerdbecken für Gärreste, Forderung nach Umwallung usw.) unverzüglich gestrichen werden. Gülle und Gärrest haben hinsichtlich der Inhaltsstoffe und der Gefährdung des Wassers gleiche Eigenschaften und sind deshalb gleich zu behandeln.

Hinsichtlich der Methanemissionen in die Luft haben Gärreste ein deutlich geringeres Emissionspotenzial, was die gasdichte Abdeckung von Gärrestlagern als Geldverschwendung erscheinen lässt. Diese Mittel sollten deshalb besser in den Anreiz zur Güllevergärung bzw. in die Entwicklung zur Emissionsminderung bei der Güllelagerung fließen.

Folgende erfolgversprechende Regelungen und Verfahren zur Steigerung der Güllevergärung bzw. zur Minderung der Emissionen befinden sich zurzeit in der Diskussion bzw. in Entwicklung:

- die Trennung von Harn und Schweinekot im Stall bei anschließender Zuführung des Kots zur Vergärung zum Ersatz von NawaRo,
- die Begrenzung des Veredlungsbesatzes auf 1,5 GV + kW NawaRo-Bemessungsleistung/ha im Landkreis als Voraussetzung für den Maiseinsatz in BGA,
- eine Regionalisierung des Maisdeckels auf den Landkreisebenen und damit weg von der BGA und
- der Einsatz von Kalkstickstoff als Güllezuschlagstoff zur Verhinderung der Methanemissionen außerhalb von Veredlungsregionen in Güllelagern, wenn diese aus objektiven Gründen nicht der Vergärung zugeführt werden können.

Dies sind erfolgversprechende Ansätze, um mehr Gülle der Vergärung zuzuführen und die güllebedingten Methanemissionen deutlich zu vermindern.

3 Fazit

Der Gülleinsatz zur Vergärung wird durch vielfältige Ursachen, wie den hohen Wassergehalt, die zu geringen Anfallmengen in kleistrukturierter Landwirtschaft sowie den Entsorgungsproblemen in den Veredlungsregionen, behindert. Hierfür sind technische und organisatorische Maßnahmen vorhanden, diese Probleme zu lösen.

Rechtliche Hemmnisse wie die starre gasdichte Verweilzeit von 150 Tagen, aber auch die Ungleichbehandlung von Gülle und Gärrest sind politisch verursacht und deshalb umgehend zu beseitigen, um die Vorteile der Güllevergärung nutzen zu können.

Literatur

Fachverband Biogas (2020): Branchenzahlen 2019 und Prognose der Branchenentwicklung 2020, [https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/20-07-23_Biogas_Branchenzahlen-2019_Prognose-2020.pdf](https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/20-07-23_Biogas_Branchenzahlen-2019_Prognose-2020.pdf), Zugriff am 25.05.2021

Haenel, H.-D.; Rösemann, C.; Dämmgen, U.; Döring, U.; Wulf, S.; Eurich-Menden, B.; Freibauer, A.; Döhler, H.; Schreiner, C.; Osterburg, B.; Fuß, R. (2020): Calculations of gaseous and particulate emissions from German agriculture 1990–2018. Report on methods and data (RMD) Submission 2020. Thünen Report 77, Braunschweig, Johann Heinrich von Thünen-Institut

Hölker, U. (2021): Datensatz von 2012. Persönliche Mitteilung

KTBL (2021): Gasdichte Lagerung von Rinder- und Schweinegülle. Eine Maßnahme zur Minderung und Vermeidung von klimarelevanten Emissionen aus der Wirtschaftsdüngerlagerung. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL). https://www.ktbl.de/fileadmin/user_upload/Artikel/Energie/Guelle/Gasdichte_Guellelagerung.pdf, Zugriff am 25.05.2021

Reinhold, G. (1988): Untersuchungen zur großtechnischen Erzeugung und Verwertung von Biogas unter Berücksichtigung der Substratveränderungen, TH Leuna Merseburg, Dissertation, 1988

Tergast, H.; Hansen, H. (2020): Steckbriefe zur Tierhaltung in Deutschland: Milchkühe - https://www.thuenen.de/media/ti-themenfelder/Nutztierhaltung_und_Aquakultur/Haltungsverfahren_in_Deutschland/Milchviehhaltung/Steckbrief_Milchkuehe_2020.pdf, Zugriff am 24.04.2021

MOORuse – Paludikulturen als Biogassubstrat

CHRISTINA HARTUNG, HAUKE HEUWINKEL, VASILIS DANDIKAS, TIM EICKENSCHIEDT

1 Einführung

Organische Böden bedecken in Deutschland eine Fläche von 1,8 Millionen Hektar. Davon sind 1 Million Hektar Niedermoore, 0,3 Millionen Hektar Hochmoore und 0,5 Millionen Hektar sonstige organische Böden (Roßkopf et al. 2015). Ungefähr 70 % der organischen Böden werden landwirtschaftlich genutzt und dafür entwässert (Roeder und Osterburg 2012, Tiemeyer et al. 2020). Durch das künstliche Absenken des Grundwasserspiegels werden allerdings große Teile des Torfkörpers durchlüftet und in Folge dessen mineralisiert. Dabei kommt es zur Freisetzung von erheblichen Mengen an Treibhausgasen (THG) wie CO₂ und N₂O (Leifeld et al. 2011). In Deutschland beträgt der Anteil der THG-Emissionen aus bewirtschafteten Mooren an den gesamten landwirtschaftlichen THG-Emissionen ca. 40 % (Osterburg et al. 2013), obwohl Moore nur ca. 6 % der landwirtschaftlich genutzten Fläche ausmachen. Die Entwässerung der organischen Böden führt darüber hinaus zu zahlreichen Bewirtschaftungsproblemen. Darunter fallen unter anderem eine erhöhte Anfälligkeit für Winderosion, eine Ausbildung von hydrophobem Oberboden und auf lange Sicht eine Verringerung der Bodenfruchtbarkeit und der Biomasserträge (Wichtmann et al. 2016, Zeitz und Veltz 2002).

Eine Verringerung der Torfmineralisation und somit auch der THG-Emissionen ist nur durch eine Wiedervernässung der entwässerten Moore möglich (Renger et al. 2002). Diese Maßnahme schließt aber eine konventionelle Bewirtschaftung aus, da die klassischen landwirtschaftlichen Kulturen hohe Wasserstände nicht tolerieren. Paludikultur ist eine Alternative zur entwässerungsbasierten Landwirtschaft und kombiniert Wiedervernässung mit Biomasseproduktion (Wichtmann und Joosten 2007, Wichtmann et al. 2016). Pflanzen, die in Paludikulturen kultiviert werden, sind Moorpflanzen wie *Typha* spp. (Rohrkolben), *Phragmites australis* (Schilf), *Phalaris arundinacea* (Rohrglanzgras) oder *Carex* spp. (Seggen), die mit hohen Wasserständen zurechtkommen (Abel et al. 2013). Die produzierte Biomasse kann auf vielfältige Weise verwendet werden. Neben einer Nutzung als Dämm- und Baustoff, Torfersatzstoff oder Tierfutter, ist auch der Einsatz in Biogasanlagen möglich. Im Projekt MOORuse wird das Potenzial untersucht, klassische Biogassubstrate wie Mais oder Gras, die derzeit in Deutschland auch auf entwässerten Moorböden kultiviert werden, zum Teil durch Niedermoorbiomasse zu ersetzen.

2 Identifikation geeigneter Paludikultur-Pflanzenarten

Aufgrund ihrer hohen Biomasserträge von bis zu 20, 15, 16 bzw. 8 t Trockenmasse pro Hektar und Jahr sind *Typha latifolia* (Breiblättriger Rohrkolben), *Phragmites australis* (Schilf), *Phalaris arundinacea* (Rohrglanzgras) und *Carex acutiformis* (Sumpfschilf) vielversprechende Pflanzenarten für eine Biogasnutzung (Abel et al. 2013, Wichtmann et al. 2016). Bis jetzt ist allerdings wenig über ihren spezifischen Biogasertrag bekannt.

T. latifolia, *P. australis*, *P. arundinacea* und *C. acutiformis* wurden Mitte Juni, August und Oktober 2016 im Freisinger Moos, welches sich 30 km nordöstlich von München befindet, geerntet. Die Biomasse wurde bei 60 °C getrocknet, gehäckselt und mit einer Schneidmühle <10 mm vermahlen. Anschließend erfolgte die Bestimmung des spezifischen Biogasertrags in dreifacher Wiederholung mittels Batch-Test nach VDI 4630 (VDI 2016). Dabei diente mikrokristalline Cellulose als Kontrolle und getrocknete und vermahlene Maispflanzen als Referenzsubstrat. Des Weiteren wurde die inhaltsstoffliche Zusammensetzung der Niedermoorpflanzen nach einer Weender-van Soest Analyse ermittelt (VDLUFA 1976).

Der spezifische Biogasertrag der Niedermoorpflanzen lag im Bereich zwischen 311 und 581 $L_N \text{ kg}^{-1} \text{ oTS}$ und war in allen Fällen signifikant geringer als beim Referenzmais, welcher einen spezifischen Biogasertrag von 670 $L_N \text{ kg}^{-1} \text{ oTS}$ aufwies (Abb. 1). Die höchsten spezifischen Biogaserträge erzielten mit Werten zwischen 507 und 581 $L_N \text{ kg}^{-1} \text{ oTS}$ im Juni geerntetes *T. latifolia*, *P. australis* und *P. arundinacea*. Diese Gaserträge sind vergleichbar mit denen von Grassilage (Lfl 2021). Mit zunehmendem Pflanzenalter nahm der spezifische Biogasertrag der Niedermoorpflanzen ab, was mit einer Abnahme an leicht vergärbaren Substanzen, wie Hemicellulose, und/oder einer Zunahme an schwerer oder nicht vergärbaren Stoffen, wie Cellulose und Lignin, einherging (Hartung et al. 2020).

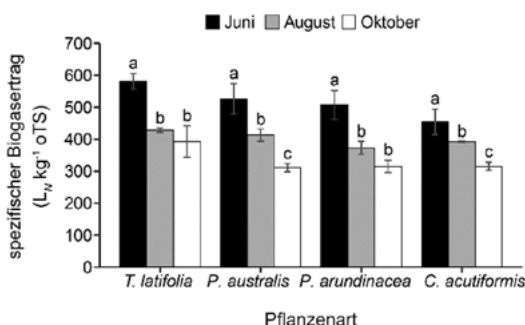


Abb. 1: Spezifischer Biogasertrag von *T. latifolia*, *P. australis*, *P. arundinacea* und *C. acutiformis* zu jeweils drei Ernteterminen; Mittelwert \pm Standardabweichung. Unterschiedliche Buchstaben kennzeichnen signifikante Unterschiede zwischen den verschiedenen Ernteterminen innerhalb einer Pflanzenart; Tukey-Test, $p < 0,05$ (Hartung et al. 2020).

Aufgrund ihres hohen spezifischen Biogasertrags wurden *T. latifolia* und *P. arundinacea* für die weiteren Untersuchungen ausgewählt. Zudem kann *P. arundinacea* mehrmals im Jahr geschnitten werden und ist sehr konkurrenzstark gegenüber Unkräutern. Nicht zuletzt können beide Arten durch Saat etabliert werden, was gegenüber der Pflanzung bei den anderen Arten weniger kosten- und arbeitsintensiv ist.

3 Bestimmung des optimalen Erntetermins

Der Erntetermin hat einen großen Einfluss auf die anaerobe Verdaulichkeit von Pflanzenmaterial. Mit zunehmendem Pflanzenalter nimmt der Anteil an anaerob verdaulichen Bestandteilen, wie z. B. Proteinen, ab. Parallel steigt der Anteil an anaerob nicht verdaulichem Lignin (Kandel et al. 2013). Darüber hinaus fungiert Lignin via Inkrustierung als eine Barriere und reduziert somit die Verdaulichkeit von Hemicellulosen und Cellulosen (Monlau et al. 2013). Um den optimalen Erntetermin für eine Biogasnutzung zu finden, ist es nicht nur essenziell den spezifischen Biogasertrag pro Kilogramm organischer Trockensubstanz zu bestimmen, sondern auch den Biogasertrag pro Hektar zu berechnen (Frigon und Guiot 2010). Letzterer ist das Produkt aus dem spezifischen Biogasertrag und dem Biomasseertrag pro Hektar. Während der spezifische Biogasertrag mit zunehmenden Pflanzenalter abnimmt, steigt der Biomasseertrag pro Hektar an (Kandel et al. 2013, Roj-Rojewski et al. 2019). Somit stellt der Biogasertrag pro Hektar einen Kompromiss zwischen diesen beiden Parametern dar.

Zur Bestimmung des optimalen Erntetermins für eine Biogasnutzung wurden *T. latifolia* und *P. arundinacea* auf einer wiedervernässten Niedermoorfläche kultiviert. An fünf Ernteterminen (09.05.2018, 29.05.2018, 19.06.2018, 19.07.2018 und 12.09.2018) wurde jeweils die oberirdische Biomasse von vier Plots (mit je 1,25 m²) pro Pflanzenart geerntet. Die gesamte Biomasse wurde getrocknet (60 °C) und dann gewogen. Zudem wurden, wie oben, der spezifische Biogasertrag im Batch-Test und die Zusammensetzung nach Weender-van Soest ermittelt.

Der spezifische Biogasertrag von *T. latifolia* variierte zwischen 300 und 650 L_N kg⁻¹ oTS (Abb. 2A). Für *P. arundinacea* war die Spannweite der Werte mit 350 bis 600 L_N kg⁻¹ oTS geringer. In beiden Fällen nahm der spezifische Biogasertrag mit zunehmendem Pflanzenalter ab.

Der spezifische Biogasertrag zeigte sich positiv mit dem Stickstoffgehalt von *T. latifolia* und *P. arundinacea* korreliert ($p < 0,01$, Abb. 3). Allerdings war diese Korrelation wesentlich durch die ersten drei Erntetermine bestimmt. Zudem deuten sich in der Verteilung der Punkte auch Unterschiede zwischen den beiden Pflanzenarten an. Die hoch signifikante ($p < 0,001$) negative Korrelation von spezifischem Biogasertrag zu Lignin lag dagegen artübergreifend über alle Erntetermine vor.

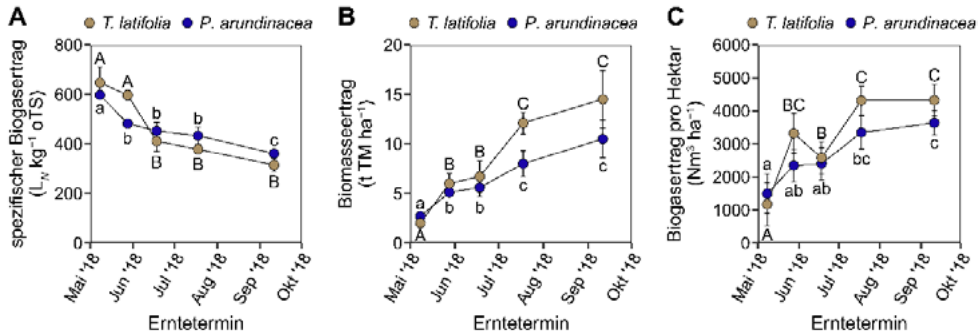


Abb. 2: Spezifischer Biogasertrag (A), Biomasseertrag (B) und Biogasertrag pro Hektar (C) von *T. latifolia* und *P. arundinacea* zu fünf verschiedenen Ernteterminen (09.05.2018, 29.05.2018, 19.06.2018, 19.07.2018 und 12.09.2018). Dargestellt sind Mittelwert \pm Standardabweichung. Signifikante Unterschiede zwischen den verschiedenen Ernteterminen innerhalb einer Pflanzenart sind mit unterschiedlichen Buchstaben gekennzeichnet; Tukey-Test, $p < 0,05$ (Hartung et al. 2021, in Vorbereitung).

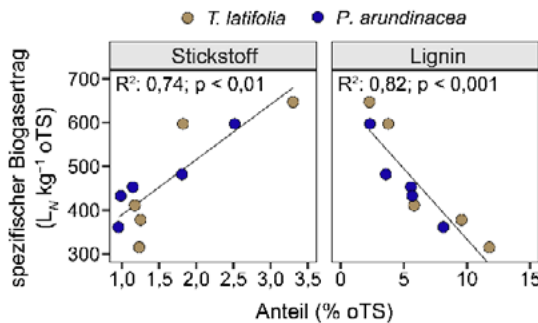


Abb. 3: Spezifischer Biogasertrag von *T. latifolia* bzw. *P. arundinacea* in Abhängigkeit von Stickstoff und Lignin. Eingezeichnet ist jeweils die Regressionsgerade über alle Erntetermine gemeinsam für beide Arten. Darüber hinaus sind das Bestimmtheitsmaß (R^2) und der p-Wert der linearen Regression angegeben (Hartung et al. 2021, in Vorbereitung).

Der Biomasseertrag erreichte Werte von 15 t TM pro Hektar bei *T. latifolia* bzw. 11 t TM pro Hektar bei *P. arundinacea* (Abb. 2B). Beide Arten erzielten den höchsten Biogasertrag pro Hektar schon zum vierten Erntetermin (Abb. 2C). Allerdings hat diese physiologisch alte Biomasse eine geringe anaerobe Vergärbarkeit, was in einem geringen spezifischen Biogasertrag resultiert. Demzufolge sollten frühe Erntetermine bevorzugt werden. Hier kann der zweite bzw. dritte Erntetermin von *T. latifolia* bzw. *P. arundinacea* als optimal angesehen werden. Dies entspricht bei *T. latifolia* dem Ende des Kolbenschiebens bzw. dem Zeitpunkt, zu dem sich die Kolben beginnen braun zu verfärben. *P. arundinacea* sollte zwischen der Vollblüte und der späten Milchreife bzw. frühen Teigreife geerntet werden.

4 Langzeitverhalten von Paludikultur-Biomasse in der Biogasanlage

Aus dem spezifischen Biogasertrag lässt sich nicht ableiten, wie sich die Biogassubstrate langfristig auf die Prozessstabilität auswirken und welche langfristigen Biogaserträge in der Praxis erzielt werden (Kowalczyk et al. 2011, VDI 2016). Auf lange Sicht können sich beim anaeroben Abbau von Substraten Nebenprodukte im Fermenter anreichern, wenn ihre Vergärung nur langsam abläuft. Diese Nebenprodukte können den Prozess direkt durch Inhibierung der am Prozess beteiligten Mikroorganismen destabilisieren (Mizuki et al. 1990). Häufiger kommt es jedoch vor, dass sich nicht abgebaute Fasern um das Rührwerk wickeln und so das Rühren behindern oder sich der Fermenterinhalt aufgrund der Anreicherung von Schleimstoffen verdickt (Wall et al. 2015).

Um die langfristigen Auswirkungen einer Beimischung von *T. latifolia* bzw. *P. arundinacea* auf den Biogasprozess zu untersuchen, wurde ein semikontinuierlicher Durchflussfermenter-Versuch nach VDI 4630 (VDI 2016) durchgeführt. Dabei wurde ein Inokulum, welches mit einer Substratmischung aus 70 % Maissilage, 10 % Grassilage, 10 % *T. latifolia* und 10 % *P. arundinacea* (Anteile bezogen auf oTS) voradaptiert wurde, auf sechs Versuchsfermenter (Arbeitsvolumen = 28–32 L) aufgeteilt. Die Fütterung wurde am 11. Versuchstag auf folgende Fütterungsvarianten umgestellt: 20 % *T. latifolia* + 80 % Maissilage, 40 % *T. latifolia* + 60 % Maissilage, 20 % *P. arundinacea* + 80 % Maissilage, 40 % *P. arundinacea* + 60 % Maissilage, 20 % Grassilage + 80 % Maissilage und 100 % Maissilage (Anteile bezogen auf oTS). Sobald die spezifische Methanproduktion stabil blieb, wurde die Raumbelastung in 0,5er-Schritten von 2,0 auf 4,0 kg oTS m⁻³ d⁻¹ erhöht. Am Versuchstag 106 und 138 führte das Erreichen der mechanischen Belastungsgrenze der Rührwerke zur Notwendigkeit, den Inhalt aller Fermenter zu verdünnen.

Während des semikontinuierlichen Durchflusses im Versuchsfermenter hat sich bei den Varianten mit *T. latifolia* bzw. *P. arundinacea* nicht abbaubares Material im Fermenter angereichert, sobald die Raumbelastung 2,5 kg oTS m⁻³ d⁻¹ überstieg. Dies war bei *T. latifolia* besonders ausgeprägt, da das Pflanzenmaterial physiologisch älter war als das von *P. arundinacea*. Die Anreicherung führte zu einem erhöhten TS-Gehalt des Fermenterinhalt, was wiederum eine stärkere Beanspruchung der Rührwerke zur Folge hatte (Abb. 4A). Bei einer Raumbelastung von 4,0 kg oTS m⁻³ d⁻¹ fiel bei dem Fermenter, welcher mit 40 % *T. latifolia* gefüttert wurde, die Methankonzentration im Biogas unter 50 %. Zusätzlich war in diesem Fermenter ein steiler Anstieg des FOS/TAC-Wertes und der Konzentration an flüchtigen Fettsäuren bei einer Raumbelastung von 3,5 kg oTS m⁻³ d⁻¹ zu verzeichnen (Abb. 4B und 4C). Diese Beobachtungen deuten auf eine biologische Prozessstörung hin, die wahrscheinlich durch eine Überlastung der mikrobiellen Abbauleistung entstand. Um mechanische und biologische Prozessstörungen zu vermeiden, sollte deshalb Paludikultur-Biomasse nur in Anteilen < 20 % in Subst-

ratmischungen für Biogasanlagen eingesetzt werden. Möglicherweise kann die anaerobe Abbaubarkeit des Paludikulturmaterials durch eine weitere Aufbereitung erhöht werden. Allerdings müssen dabei Kosten und Nutzen dieser Verfahren gegeneinander abgewogen werden.

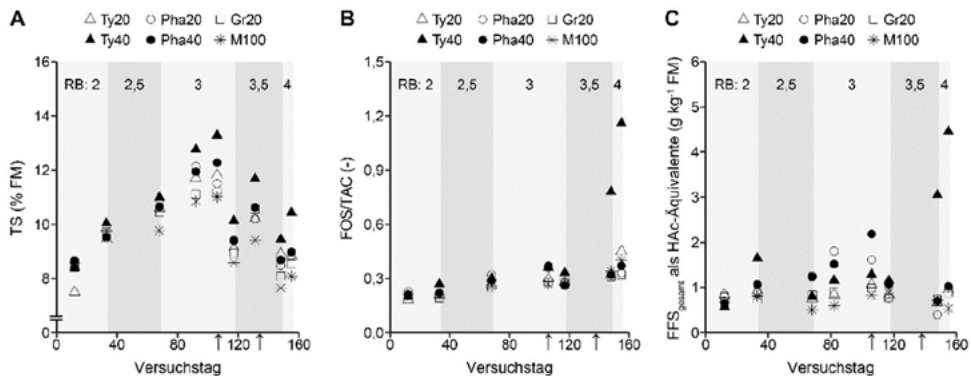


Abb. 4: Zeitlicher Verlauf des TS-Gehalts (A), des Verhältnisses der flüchtigen Säuren zur Carbonat-Pufferkapazität (B) und der Konzentration an flüchtigen Fettsäuren (C) der jeweiligen Fermenterinhalte. Die Fermenter wurden mit reiner Maissilage (M100) oder Mischungen aus Maissilage mit 20 % *T. latifolia* (Ty20), 40 % *T. latifolia* (Ty40), 20 % *P. arundinacea* (Pha20), 40 % *T. latifolia* (Ty40) bzw. 20 % Grassilage (Gr20) gefüttert. Die einzelnen Raumbelastungsstufen (RB = 2,0, 2,5, 3,0, 3,5 und 4,0 kg oTS m⁻³ d⁻¹) werden über die grauen Hinterlegungen gekennzeichnet. Pfeile an der x-Achse bei Versuchstag 106 und 138 markieren, wann alle Fermenter verdünnt wurden (Hartung et al. 2020).

5 Fazit

Jung geerntetes *T. latifolia*, *P. arundinacea* und *P. australis* ist als Biogassubstrat grundsätzlich geeignet und weist einen vergleichbaren spezifischen Biogasertrag wie Gras auf. Der spezifische Biogasertrag, Lignin- und Stickstoffgehalt spiegelt das Pflanzenalter wider. Älteres Pflanzenmaterial ist, u. a. aufgrund des höheren Lignin-Gehalts, schlechter abbaubar, was einen geringeren spezifischen Biogasertrag zur Folge hat. Des Weiteren können Störungen in Biogasanlagen auftreten. Frühe Erntetermine sollten deshalb bevorzugt werden. Der optimale Erntezeitpunkt für die Nutzung als Biogassubstrat liegt bei *T. latifolia* zwischen dem Ende des Kolbenschiebens und dem Zeitpunkt, zu dem sich die Kolben beginnen braun zu verfärben. *P. arundinacea* sollte zwischen der Vollblüte und der späten Milchreife bzw. frühen Teigreife geerntet werden. Der Biogasertrag pro Hektar kann möglicherweise erhöht werden, wenn man die Niedermoorpflanzen zweimal schneidet. Allerdings müssen hierbei Langzeiteffekte der zweiseitigen Nutzung auf dem Pflanzenbestand berücksichtigt werden.

Literatur

- Abel, S.; Couwenberg, J.; Dahms, T.; Joosten, H. (2013). The database of potential paludiculture plants (DPPP) and results for western Pomerania. *Plant diversity and evolution* 130(3-4), pp. 219-228, <https://doi.org/10.1127/1869-6155/2013/0130-0070>
- Frigon, J. C.; Guiot, S. R. (2010): Biomethane production from starch and lignocellulosic crops: a comparative review. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining* 4(4), pp. 447-458, <https://doi.org/10.1002/bbb.229>
- Hartung, C.; Andrade, D.; Dandikas, V.; Eickenscheidt, T.; Drösler, M.; Zollfrank, C.; Heuwinkel, H. (2020): Suitability of paludiculture biomass as biogas substrate – biogas yield and long-term effects on anaerobic digestion. *Renewable Energy* 159, pp. 64-71, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.05.156>
- Hartung, C.; Dandikas, V.; Eickenscheidt, T.; Zollfrank, C.; Heuwinkel, H. (2021): Impact of harvest time on the chemical composition, biogas and biomass yield of *Typha latifolia*, *Typha angustifolia* and *Phalaris arundinacea*. In Vorbereitung
- Kandel, T. P.; Sutaryo, S.; Møller, H. B.; Jørgensen, U.; Lærke, P. E. (2013): Chemical composition and methane yield of reed canary grass as influenced by harvesting time and harvest frequency. *Bioresource technology* 130, pp. 659-666, <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2012.11.138>
- Kowalczyk, A.; Schwede, S.; Gerber, M.; Span, R. (2011): Scale up of laboratory scale to industrial scale biogas plants. In *World Renewable Energy Congress-Sweden*, 8-13 May, 2011, Linköping, Sweden (No. 057, pp. 48-55), Linköping University Electronic Press
- Leifeld, J.; Müller, M.; Fuhrer, J. (2011): Peatland subsidence and carbon loss from drained temperate fens, *Soil Use and Management* 27 (2), pp. 170-176, <https://doi.org/10.1111/j.1475-2743.2011.00327.x>
- LfL (2021): Biogasausbeuten verschiedener Substrate. https://www.lfl.bayern.de/iba/energie/049711/?sel_list=1%2Cb&tanker0=substratanker, Zugriff am 15.05.2021
- Mizuki, E.; Akao, T.; Saruwatari, T. (1990): Inhibitory effect of Citrus unshu peel on anaerobic digestion. *Biological Wastes* 33(3), pp. 161-168, [https://doi.org/10.1016/0269-7483\(90\)90002-A](https://doi.org/10.1016/0269-7483(90)90002-A)
- Monlau, F.; Barakat, A.; Trably, E.; Dumas, C.; Steyer, J. P.; Carrère, H. (2013): Lignocellulosic materials into biohydrogen and biomethane: impact of structural features and pretreatment. *Critical reviews in environmental science and technology* 43(3), pp. 260-322, <https://doi.org/10.1080/10643389.2011.604258>
- Osterburg, B.; Kätsch, S.; Wolff, A. (2013): Szenarioanalysen zur Minderung von Treibhausgasemissionen der deutschen Landwirtschaft im Jahr 2050 (No. 13). Thünen Report
- Renger, M.; Wessolek, G.; Schwärzel, K.; Sauerbrey, R.; Siewert, C. (2002): Aspects of peat conservation and water management. *Journal of Plant Nutrition and Soil Science* 165(4), pp. 487-493, [https://doi.org/10.1002/1522-2624\(200208\)165:4<487::AID-JPLN487>3.0.CO;2-C](https://doi.org/10.1002/1522-2624(200208)165:4<487::AID-JPLN487>3.0.CO;2-C)
- Roeder, N.; Osterburg, B. (2012): The impact of map and data resolution on the determination of the agricultural utilisation of organic soils in Germany. *Environmental management* 49(6), pp. 1150-1162, <https://doi.org/10.1007/s00267-012-9849-y>

- Roj-Rojewski, S.; Wysocka-Czubaszek, A.; Czubaszek, R.; Kamocki, A.; Banaszuk, P. (2019): Anaerobic digestion of wetland biomass from conservation management for biogas production. *Biomass and Bioenergy* 122, pp. 126-132, <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2019.01.038>
- Roßkopf, N.; Fell, H.; Zeitz, J. (2015): Organic soils in Germany, their distribution and carbon stocks. *Catena* 133, pp. 157-170, <https://doi.org/10.1016/j.catena.2015.05.004>
- Tiemeyer, B.; Freibauer, A.; Borraz, E. A.; Augustin, J.; Bechtold, M.; Beetz, S.; Beyer, C.; Ebli, M.; Eickenscheidt, T.; Fiedler, S.; Förster, C.; Gensior, A.; Giebels, M.; Glatzel, S.; Heinichen, J.; Hoffmann, M.; Höper, H.; Jurasinski, G.; Laggner, A.; Leiber-Sauheitl, K.; Peichl-Brak, M.; Drösler, M. (2020): A new methodology for organic soils in national greenhouse gas inventories: Data synthesis, derivation and application. *Ecological Indicators* 109, p. 105838, <https://doi.org/10.1016/j.ecolind.2019.105838>
- Wall, D. M.; Straccialini, B.; Allen, E.; Nolan, P.; Herrmann, C.; O’Kiely, P.; Murphy, J. D. (2015): Investigation of effect of particle size and rumen fluid addition on specific methane yields of high lignocellulose grass silage. *Bioresource technology* 192, pp. 266-271, <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2015.05.078>
- Wichtmann, W.; Joosten, H. (2007): Paludiculture: peat formation and renewable resources from rewetted peatlands. *IMCG Newsletter* 3, pp. 24-28
- Wichtmann, W.; Schröder, C.; Joosten, H. (Hg.) (2016): Paludikultur - Bewirtschaftung nasser Moore. Stuttgart, E. Schweizerbart’sche Verlagsbuchhandlung (Nägele u. Obermiller)
- VDI (Hg.) (2016): VDI 4630, Vergärung organischer Stoffe - Substratcharakterisierung, Probenahme, Stoffdatenerhebung, Gärversuche. *Handbuch Energietechnik*
- VDLUFA (1976): Die chemische Untersuchung von Futtermitteln, VDLUFA-Methodenbuch, Vol. III – Futtermittel. Darmstadt, VDLUFA-Verlag
- Zeitz, J.; Vely, S. (2002): Soil properties of drained and rewetted fen soils. *Journal of Plant Nutrition and Soil Science* 165(5), pp. 618-626, [https://doi.org/10.1002/1522-2624\(200210\)165:5<618::AID-JPLN618>3.0.CO;2-W](https://doi.org/10.1002/1522-2624(200210)165:5<618::AID-JPLN618>3.0.CO;2-W)

Förderhinweis

Das Projekt MOORuse wird durch die Europäische Union (Europäischer Fonds für regionale Entwicklung) und das Bayerische Staatsministerium für Umwelt und Verbraucherschutz gefördert [Förderkennzeichen 64b-U8639.1-2015/8-14].

Gazelle – „Ganzheitliche Regelung von Biogasanlagen zur Flexibilisierung und energetischen Optimierung“

MANUEL WINKLER, ERIC MAUKY, SÖREN WEINRICH, DIRK RABE,
CHRISTIAN KREBS, JÖRG KRETZSCHMAR

1 Einleitung

Biogasanlagen (BGA) nehmen unter den erneuerbaren Energien eine Sonderstellung ein, da die Energiebereitstellung durch den bedarfsgerechten Einsatz der Substrate bzw. der Speicherung des Gases in gewissen Grenzen steuerbar und damit flexibel ist. Übergeordnetes Ziel des Vorhabens „Gazelle – Ganzheitliche Regelung von Biogasanlagen zur Flexibilisierung und energetischen Optimierung“ ist die effiziente und bedarfsgerechte Regelung bestehender Biogasanlagen unter Einbeziehung aller Anlagenkomponenten in Form einer modellprädiktiven Regelung (Abb. 1) und deren praxisnahe Validierung. Durch modellgestütztes Fütterungsmanagement kann der Biogasprozess in unterschiedlichem Maße durch

1. den Zeitpunkt der Fütterungsration,
2. die Menge der Fütterungsration,
3. die Zusammensetzung (Substratanteile) der Fütterungsration und
4. deren Beschaffenheit (z. B. durch Desintegration) beeinflusst werden.

Vorteile aus Betreibersicht ergeben sich in Form höherer Erlöse aus der Direktvermarktung des eingespeisten Stroms.

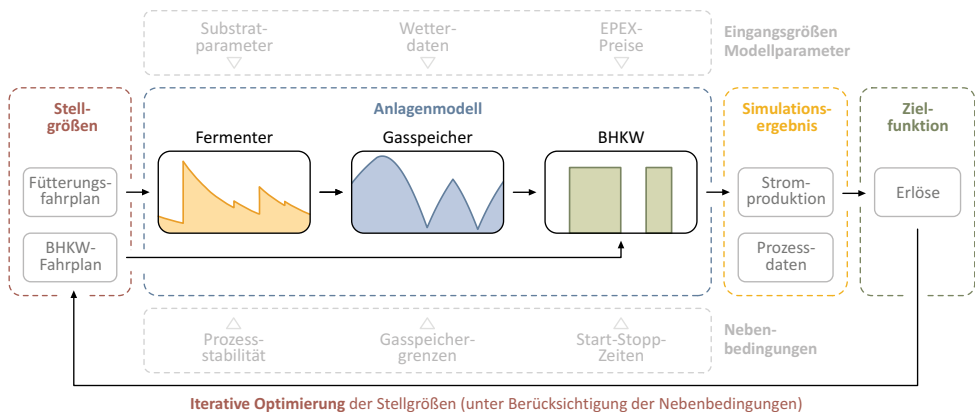


Abb. 1: Vereinfachtes Schema des Regelungsverfahrens im Projekt Gazelle (© DBFZ)

2 Durchgeführte Untersuchungen

An der Forschungsbiogasanlage (FBGA) des DBFZ wurden mithilfe eines entwickelten Anlagenmodells Beschickungszeiten und -mengen sowie die Schaltzeiten des BHKW vorgegeben. Um die Vergleichbarkeit der flexiblen zur konstanten Fütterung zu gewährleisten, wurde dieselbe mittlere Raumbelastung pro Woche verwendet. An der BGA des Lehr- und Versuchsguts Köllitsch wurde die praktische Umsetzbarkeit der flexiblen Fütterung mit möglichst geringen Eingriffen in die technischen und betrieblichen Abläufe aufgezeigt. Es wurden diverse, vorher berechnete Fütterungsszenarien bei unterschiedlichem Substratmix für Teillast- und Volllastbetrieb des BHKWs realisiert.

3 Ergebnisse

An der FBGA ließen sich bei kleinem Gasspeicher (mittlere Pufferdauer unter 9 h bei 2,6-facher Überbauung) flexible Fahrpläne des Blockheizkraftwerks realisieren. Mithilfe der modelprädiktiven Regelung konnte ein ca. 17 % höherer Mehrerlös (Stromerlös ohne Einbezug der Flexibilitätsprämie) im Vergleich zum konstanten BHKW-Betrieb erreicht werden. An der BGA Köllitsch konnte durch gezielte Variation der Fütterungszeiten und Substratzugabemengen eine deutlich höhere Dynamik der Gasproduktionsrate im Tagesgang (+ 40 %/-10 %) erreicht werden.

Förderhinweis

Das Vorhaben „Gazelle – Ganzheitliche Regelung von Biogasanlagen zur Flexibilisierung und energetischen Optimierung“ wurde im Zeitraum 02.2017 bis 11.2020 unter der Projektnummer 100267056 vom Freistaat Sachsen aus Mittel des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung gefördert.



Anpassung der Biogasproduktion an die Residuallast einer energieautarken Kommune

MATTHIAS KÖRBER, MANDY GERBER, ROLAND SPAN

1 Einleitung

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion in Deutschland nimmt stetig zu. Die große Herausforderung der nächsten Jahre ist es, diese Entwicklung fortzuführen und gleichzeitig Strategien zum Ausgleich der Fluktuationen von Wind- und Solarenergie zu entwickeln. Neben verschiedenen Speichertechnologien kann hierzu auch die bedarfsgerechte Produktion von Biogas einen Teil beitragen. Diesen Ansatz, der es Betreibern von Biogasanlagen ermöglichen könnte, auf Gasspeichererweiterungen zu verzichten, schätzt auch die Bundesregierung als erfolgsversprechend ein, was sich durch eine verstärkte Förderung der flexiblen Biogaserzeugung in der neuen Auflage des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG 2021) widerspiegelt. Dabei kann Strom aus Biogas nicht nur ins Netz eingespeist werden. Biogas bietet auch die Möglichkeit dezentral als Ausgleichsenergieträger eingesetzt zu werden, beispielsweise in einer energieautarken Kommune.

Um die flexible Biogaserzeugung experimentell zu untersuchen, wurden quasikontinuierliche Versuche durchgeführt, in denen die Biogasproduktion mehrerer Laborfermenter durch variable Substratzugabe an die Residuallast der realen, stromautarken Kommune Simris (Schweden) angepasst wurde (Rosvall et al. 2020). Da die Residuallast von verschiedenen Faktoren abhängig und dadurch sehr unregelmäßig ist, eröffnet die Anpassung der Biogaserzeugung an den Verlauf der Residuallast neue Erkenntnisse in Bezug auf Machbarkeit und Prozessstabilität. In bisherigen Untersuchungen zur bedarfsgerechten Biogaserzeugung wurde meist versucht Tageslastprofile abzufahren (Mauky et al. 2016, Mauky et al. 2017). Da es Hinweise gibt, dass sich die Mikroorganismen an regelmäßige Belastung anpassen können (Golkowska et al. 2012), ist es interessant zu beobachten, ob sie dazu auch bei unregelmäßigen Belastungen imstande sind.

2 Methodik

Drei identische Rührkessel ($V = 40$ L) wurden bei einer Temperatur von 39 °C über einen Zeitraum von insgesamt mehr als 100 Tagen kontinuierlich betrieben. Die Durchmischung erfolgte bei niedrigen Drehzahlen durch einen Ankerrührer, die Fütterung wurde durch ein zeitgesteuertes Fütterungskarussell realisiert. Als Substrate wurden Maissilage

und zerkleinerte Zuckerrüben eingesetzt. Die zugeführten Mengen und die Fütterungszeiten von Anlage A und B wurden jeweils am Vortag festgelegt, Anlage C erhielt die über die gesamte Versuchsdauer zugegebene durchschnittliche Menge in gleichmäßigen, stündlichen Fütterungen. Zudem wurde bei Bedarf Rindergülle zugegeben, um die Fließfähigkeit zu erhalten. Die Prozessstabilität wurde mehrmals pro Woche durch Analysen der Gaszusammensetzung, des FOS/TAC- und des pH-Wertes sowie der Konzentrationen mehrerer Fettsäuren überwacht.

3 Ergebnisse

Die Biogasproduktion der Versuchsanlagen konnte mit sehr guter Übereinstimmung an die Residuallast der Kommune Simris angepasst werden (Abb. 1). Durch die Zugabe von schnell abbaubarer Zuckerrübe konnte die Biogasproduktion innerhalb einer Stunde mehr als verdoppelt werden, wodurch auch schnelle Anstiege des Strombedarfes abgefahren werden konnten. Für die hier betrachteten 28 Tage, denen die Daten der Residuallast des Monats Februar 2019 zugrunde lagen, wurde keine Abnahme der produzierten Gesamtgasmenge durch variable Fütterung festgestellt. Anlage A produzierte in diesem Zeitraum 1.288 L_N Biogas, Anlage B 1.310 L_N und Anlage C 1.303 L_N.

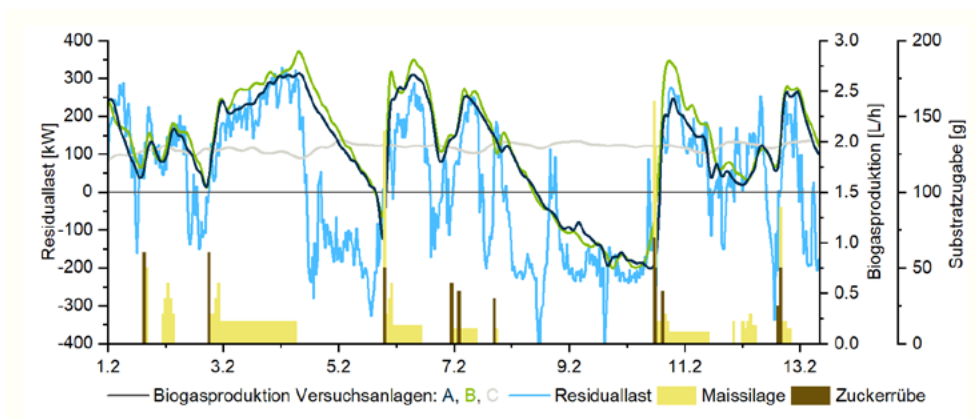


Abb. 1: Residuallast der Kommune Simris im Februar 2019 sowie die daran angepasste Biogasproduktion der beiden Versuchsanlagen A und B und der konstant beschickten Referenzanlage C. Zusätzlich sind die zugegebenen Substratmengen dargestellt.

Die untersuchten Prozessparameter deuten allesamt auf einen stabilen Betrieb hin (Abb. 2). FOS/TAC-, pH-Wert und Biogaszusammensetzung sind über den Untersuchungszeitraum nahezu unverändert. Die Konzentrationen der Fettsäuren befinden sich im unkritischen Bereich. Unmittelbar nach erhöhten Substratzugaben steigen diese leicht an, werden jedoch in Zeiten geringerer Raumbelastungen schnell wieder abgebaut.

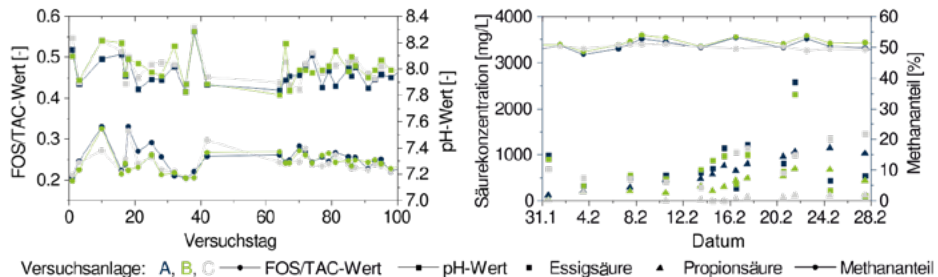


Abb. 2: Links: FOS/TAC- und pH-Wert über den gesamten Versuchszeitraum, rechts: Fettsäurekonzentration im Fermenterinhalt und Methananteil des entstandenen Biogases für den hier betrachteten Monat der Biogasanpassung

4 Fazit und Ausblick

Die durch die Residuallast geforderte Biogasproduktion konnte durch einen gezielten Einsatz von Maissilage und Zuckerrüben sehr gut abgebildet werden. Im betrachteten Untersuchungszeitraum wurde dabei keine Gefährdung der Prozessstabilität und keine Verringerung der Gasproduktion durch schlechtere Substratumsetzung festgestellt. Besonders der erste Punkt wird durch Fortführung der Versuchsreihe gegenwärtig weiter beobachtet. In Zukunft soll zudem versucht werden, die für den dynamischen Betrieb der Anlage jeweils nötige Substratzugabe durch ein geeignetes Simulationsmodell vorherzusagen.

Literatur

- Golkowska, K.; Sibisi-Beierlein, N.; Greger, M. (2012): Kinetic Considerations on Thermophilic Digestion of Maize Silage at Different Feeding Modes. *Chemie Ingenieur Technik* 84(9), S. 1551–1558
- Mauky, E.; Jacobi, H.; Liebetrau, J.; Nelles, M. (2015): Flexible biogas production for demand-driven energy supply-feeding strategies and types of substrates. *Bioresource technology* 178, pp. 262–269
- 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. *Anaerobe* 46, pp. 86–95
- Rosvall, J.; Jansson, S.; Carlström, H.; Ekerlund, K. (2020): INTERFLEX - EON (SWE) open access data [Data set]. Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.3613799>, Zugriff am 29.07.2021

Förderhinweis

Das Projekt wird im Rahmen der Doctoral School „Closed Carbon Cycle Economy“ als Teil des gleichnamigen Research Departements durch das Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen gefördert.

Biogas: Zukunftsperspektive für das Münsterland

VICTORIA GRÜNER, SYLKE MEHNERT, DANIEL BAUMKÖTTER, ELMAR BRÜGGING

1 Einleitung

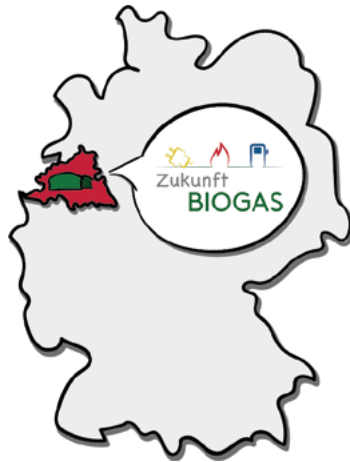


Abb. 1: Lage der Zukunft-Biogas-Region Münsterland (© FH Münster)

Im ländlich und durch Viehveredlung geprägten Münsterland (MSL), dessen Lage der Abbildung 1 zu entnehmen ist, wurden nach Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 über 200 Biogasanlagen (BGA) erbaut. Der Fokus der Biogasnutzung liegt dabei mit einer installierten Gesamtleistung von 95 MW_{el} auf der Stromerzeugung.

Die Novellierungen des EEG in 2017 und 2021 lassen jedoch für viele Bestandsanlagen einen wirtschaftlichen Betrieb nach Auslaufen der ersten Förderperiode kaum noch zu. Zudem werden nur wenig Anreize für einen Anlagenzubau gegeben.

Vorrangiges Ziel des Projektes „Biogas: Zukunftsperspektive für das Münsterland“ (kurz: „Zukunft Biogas“) des Forschungsteams um Dr. Brüggling an der FH Münster ist es, die Entwicklung von BGA zu fördern und Konzeptionen für deren wirtschaftlichen Betrieb im MSL auch für die Zeit nach der EEG-Vergütung zu erarbeiten. Das Projekt hat eine Laufzeit bis Ende des Jahres 2022 und wird aus Mitteln des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) gefördert.

2 Projektinhalte

Im Rahmen der Konzeptentwicklung werden Verfahren aus den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität sowie deren Kopplung betrachtet. Darüber hinaus werden aktuelle Forschungsthemen wie z.B. die biogene Methanisierung oder Biowasserstoff auf ihre Praxistauglichkeit untersucht. Die zu erreichende CO₂-Reduktion, das Innovationspotenzial und die Übertragbarkeit der Erkenntnisse auf Biogasanlagenkonzepte im MSL werden dafür geprüft. Die Eingangsdaten für diese Bewertungen werden aus einem Datenpool zu Bestandsanlagen aus dem MSL (über 100 Anlagen) erworben. So kann ermittelt werden, welche der im Projekt definierten Zukunftsperspektiven sich im MSL umsetzen lassen können. Der qualitative Aufbau und die Vorgehensweise des Projektes sind in der Abbildung 2 dargestellt. Parallel dazu werden eine Webseite gepflegt, eine Webinarreihe organisiert und ein Programm zur Visualisierung von Prozessabläufen und Zukunftskonzepten mithilfe von Augmented Reality umgesetzt.



Abb. 2: Qualitativer Aufbau und Vorgehensweise im Projekt „Zukunft Biogas“

3 Ergebnisse

Die Zukunftsperspektiven sind in Form von definierten Handlungsfeldern und -ideen für Biogasanlagen bereits auf der eigens für das Projekt erstellten Webseite (www.zukunft-biogas.de) veröffentlicht. Diese ist durch eine Grundstruktur gekennzeichnet, die die im Projekt erstellten Konzepte in die Klassen „Gaserzeugung“, „Gasnutzung“ und „weitere Konzepte“ gliedert. Der Internetauftritt dient als Informationsplattform, die einer stetigen Erweiterung durch Recherchen, Konzeptbewertungen, spannenden Interviews und tragfähigen Praxisbeispielen unterliegt.

Für einen darüber hinaus gehenden Know-how-Transfer findet seit Mai 2021 eine Webinarreihe mit Vorträgen, interaktiven Elementen und Synergien schaffendem Austausch zwischen Betreibern und weiteren Experten aus der Biogasbranche statt.

4 Fazit und Ausblick

Das Projekt zeigt Zukunftsperspektiven für den Betrieb einer Biogasanlage auf. Es werden Möglichkeiten für Anlagenbetreiber dargestellt, um sowohl Prozessoptimierungen als auch Erweiterungen oder Umstrukturierungen an der eigenen Anlage zu einem tragfähigen Zukunftskonzept vorzunehmen. Dabei liegt der Fokus neben der Stromproduktion, die aktuell das vorherrschende Konzept vieler BGA im MSL ist, auch auf den Sektoren Wärme und Mobilität.

Die Erkenntnisse werden in einer Broschüre mit integriertem Maßnahmenkatalog zusammengefasst und verbreitet, was einen nachhaltigen Mehrwert über die Projektregion hinaus zur Folge hat.

Förderhinweis



EFRE.NRW
Investitionen in Wachstum
und Beschäftigung



EUROPAISCHE UNION
Investition in unsere Zukunft
Europäischer Fonds
für regionale Entwicklung

Ministerium für Wirtschaft, Innovation,
Digitalisierung und Energie
des Landes Nordrhein-Westfalen



Perspektiven von Bio-CNG für einen postfossilen ÖPNV

JENS POETSCH, ROBIN KOCH, MARTIN SILBERHORN, GREGOR SAILER

1 Einleitung

Der öffentliche Personennahverkehr (ÖPNV) spielt eine Schlüsselrolle für die Klimawende. Elektrobusse sind jedoch kostenintensiv, in der Ökobilanz umstritten und für ländliche Räume durch ihre Reichweite beschränkt. CNG (compressed natural gas) ist der emissionsärmste Kraftstoff mit voller Marktreife für Verbrennungsmotoren und weist als abfallbasiertes Biomethan eine hervorragende Klimabilanz auf.

Die Stadt Augsburg betreibt seit 2011 ihre Busflotte bilanziell mit Bio-CNG aus regionalen Bioabfällen. Im Rahmen dieser Studie wurde die Übertragbarkeit auf andere Städte untersucht. Mit ca. 105.000 Einwohnern, 31 Stadtteilen und einer Fläche von 224 km² weist Salzgitter viele Überland-Busstrecken und große Biomassepotenziale auf. 2019 waren insgesamt 186 dieselpotenziale Busse im Einsatz.

2 Biomethan-Potenzial in der Region

Die verfügbaren Abfall- und Restbiomassen wurden durch Befragung der zuständigen Verwaltungsstellen ermittelt und mit substratspezifischen Standardwerten in Biomethanpotenziale übertragen. Demnach stehen jährlich 3.827 MWh aus Bioabfällen und 4.614 MWh aus unverholztem Landschaftspflegematerial (LPM) zur Verfügung, die derzeit zwar gesammelt, aber nicht energetisch verwertet werden.

In der ackerbaulich geprägten Region Salzgitters gibt es keine relevanten Mengen an Wirtschaftsdüngern. Eine Ausdehnung des Anbaus von Silomais (derzeit < 10 % der Ackerfläche) oder anderer Energiepflanzen wäre möglich.

Um die Machbarkeit eines Umstiegs des regionalen ÖPNV auf Bio-CNG zu untersuchen, wurden drei Szenarien definiert: nur Bioabfall und LPM (A) sowie zusätzlich Silomais von 200 ha (B) bzw. 500 ha (C).

3 ÖPNV-Kosten und CO₂-Minderung durch Bio-CNG-Betrieb

Für jedes Szenario wurde eine passend dimensionierte Nassvergärungsanlage mit Gas-aufbereitung auf Basis von Standardwerten und Herstellerdaten kalkuliert. Varianten mit getrennter Trockenvergärung von Bioabfall oder LPM waren nicht von Vorteil. Die Gesamtkosten wurden durch die Netto-Biomethan-Einspeisung in kg CNG, nach Abzug des Eigenverbrauchs, dividiert.

Abbildung 1 zeigt die resultierenden Kosten für Bio-CNG. Es wird deutlich, dass sowohl geringe variable Kosten durch kostengünstige Substrate als auch geringe Fixkostenanteile durch eine hinreichend große Anlage dazu beitragen können, ein wettbewerbsfähiges Ergebnis zu erzielen.

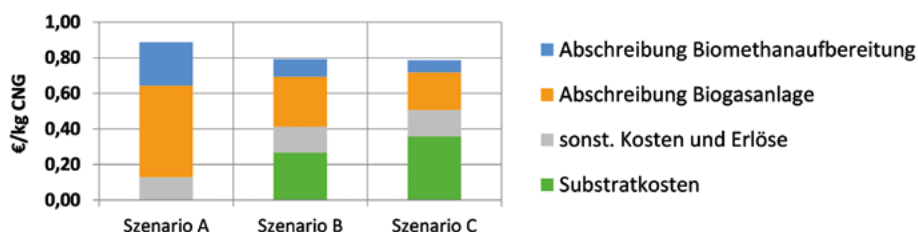


Abb. 1: Bio-CNG-Kostenstruktur frei Gasnetz, ohne Steuern und Gewinnanspruch (© Poetsch)

Der Jahresbedarf des ÖPNV wurde auf Basis des jährlichen Dieserverbrauchs zu 36.857 MWh berechnet. In Tabelle 1 wurde für jedes Szenario kalkuliert, welcher Beitrag zum ÖPNV geleistet werden kann, welchen Einfluss dies auf die Gesamtkosten hat und welche CO₂-Vermeidungskosten daraus resultieren.

Tabelle 1: Jährliche Beiträge von Bio-CNG zum ÖPNV-Kraftstoffbedarf, zu den Gesamtkosten und zur CO₂-Vermeidung in den Szenarien

Parameter	Einheit	Szenario A	Szenario B	Szenario C
Netto-Output Biomethan	MWh/a	6.048	17.008	33.752
ÖPNV-Deckungsgrad	%	16,4	46,1	91,6
Mehrkosten CNG-Busse	€/a	41.333	114.667	228.000
CNG-Tankstelle/Systemkosten	€/a	100.000	100.000	200.000
Kraftstoffersparnis ¹⁾	€/a	-26.898	-192.756	-395.751
Mehrkosten GESAMT	€/a	114.435	21.910	32.249
Einsparung Treibhausgase	t CO ₂ e/a	1.754	3.540	6.270
CO ₂ -Vermeidungskosten	€/t CO ₂ e	65,25	6,19	5,14

¹⁾ Bei aktueller Energiesteuer für Bio-CNG und Diesel im ÖPNV.

4 Diskussion und Fazit

In Salzgitter könnte der Busverkehr mit verfügbaren Bioabfällen, Landschaftspflegematerialien und Energiepflanzen von ca. 5,5 % der Ackerfläche vollständig auf Bio-CNG umgestellt werden und jährlich mehr als 6.000 t CO₂ für weniger als 6 €/t CO₂e einsparen. Das Konzept bietet für viele ländliche Regionen eine praxisreife Perspektive, auch als (Post-EEG-)Geschäftsmodell für Biogasanlagenbetreiber.

Literatur

- KTBL (2013): Faustzahlen Biogas. Darmstadt, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.
- Reinhardt, W. (2012): Öffentlicher Personennahverkehr: Technik – rechtliche und betriebswirtschaftliche Grundlagen. Wiesbaden, Vieweg+Teubner
- van Basshuysen, R. (Hg.) (2015): Erdgas und erneuerbares Methan für den Fahrzeugantrieb: Wege zur klimaneutralen Mobilität. Wiesbaden, Springer Vieweg

Zukunft von Güllekleinanlagen in Bayern

THOMAS J. VENUS, JOHANNES BLATTENBERGER, DIANA HEHENBERGER-RISSE,
MATHIAS EFFENBERGER

1 Einleitung

Die Vergärung von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen kann die Freisetzung von Treibhausgasen vermeiden und zugleich zur Erzeugung von Biogas als erneuerbarem Energieträger dienen. Schätzungen des DBFZ zufolge wird derzeit etwa ein Drittel der in Deutschland verfügbaren Gülle in Biogasanlagen verwertet. Der Klimaschutzplan 2030 sieht eine deutliche Erhöhung dieses Anteils vor. Wegen der relativ geringen Energiedichte von Gülle gibt es seit dem EEG 2012 eine Sonderversgütung für sogenannte Güllekleinanlagen (Gülleanteil mindestens 80 Masse-% und elektrische Bemessungsleistung P_{el} 75 kW; seit 2018 bis 150 kW installierte Leistung).

Neben der THG-Vermeidung gibt es eine Vielzahl weiterer Gründe, die für Güllekleinanlagen sprechen – jedoch auch zahlreiche Hemmnisse. Beispielsweise fällt das in Summe größte verfügbare Güllepotenzial aus der Rinderhaltung in Bayern auf kleinen Betrieben mit weniger als 150 Tieren an (Abb. 1).

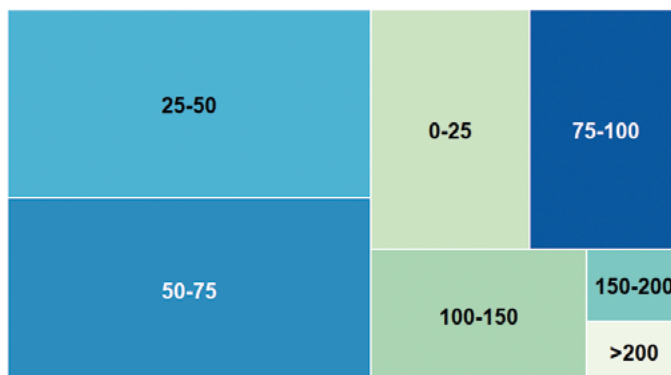


Abb. 1: Relativer Anteil der Güllemengen von Rinderbetrieben in Bayern nach Bestandsklassen (© LfL)

2 Hauptteil

Zur systematischen Erfassung der Gründe und Hemmnisse für den Bau von Güllekleinanlagen bzw. des Änderungsbedarfs zur Überwindung der Hemmnisse wird in Bayern eine Expertenbefragung mithilfe der mehrstufigen Delphi-Methode durchgeführt (Abb. 2).

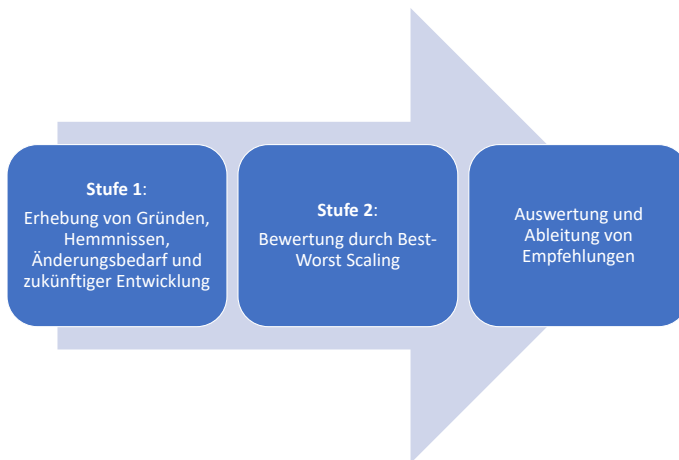


Abb. 2: Vorgehensweise beim zweistufigen Experten-Delphi (© LfL)

Als Experten wurden Personen mit Biogas-Expertise in Anlagenplanung und Bau, Politik, Beratung, Forschung, Zertifizierung sowie ausgewählte Anlagenbetreiber und Landwirte ohne Biogasanlage ausgewählt. Diese bekamen in einer ersten Befragungsrunde die Möglichkeit, ihre Einschätzung zum Thema Güllekleinanlagen zu äußern. In der zweiten Runde erhalten sie dann einen Überblick aller Antworten aus der ersten Runde, mit der Möglichkeit, die Angaben jeweils zu bewerten.

Das Poster präsentiert Ausschnitte aus den Ergebnissen der ersten Delphi-Runde. Tabelle 1 listet die genannten Gründe stichpunktartig auf und teilt diese in „Gesellschaftlich“ und „Betrieblich“ ein.

Tab. 1: Liste der von Experten genannten Gründe für Güllekleinanlagen (stichpunktartig)

Gesellschaftlich	Betrieblich
<ul style="list-style-type: none"> • Gasdichte Lagerung • Erreichung Klimaschutzziele • Höhere Wertschöpfung im ländlichen Raum • Keine Transformationsverluste Strom • Dezentrale Energieerzeugung • Energieeffizienz durch KWK • Biodiversität: artenreichere Kulturen • Verbesserung Image Landwirtschaft • Beitrag zu Netzstabilität • Schließung Nährstoffkreislauf • Substitution Energiepflanzen 	<ul style="list-style-type: none"> • Einkommensdiversifizierung • Finanzielle Kontinuität, EEG-Vergütung • Wegfall Festmistausbringungstechnik • Deckung Eigenstrombedarf • Verbesserung C/N-Verhältnis • Reduzierung Mineraldüngerbedarf • Kompatibilität bodennahe Ausbringung • Verwertung von Silage schlechter Qualität • Geruchsminderung bei Ausbringung • Vereinfachung einstreubasierte Tierhaltung • Vereinfachung Nährstoffabtrennung • Erhöhte Güllelagerkapazität • Bessere Bodeninfiltration • Hygienisierende Wirkung Gärprozess

Alle Hemmnisse hingegen betreffen direkt oder indirekt die potenziellen Betreiber. Hier wurden genannt: (i) Rechtliche Anforderungen, (ii) Stallform/Entmistungssystem, (iii) Mangel an Fachpersonal, (iv) EEG-Vergütung, (v) öffentliche Wahrnehmung, (vi) strukturelle Probleme, (vii) Vereinbarkeit mit Betrieb, (viii) Zusatzbelastung Arbeitszeit, (ix) Mindset Landwirte, (x) hohe Investitionskosten, (xi) Transportkosten bei Gemeinschaftsanlagen, (xii) fehlende Weiterbetrieboption, (xiii) Gärrestüberschuss bei Fremdgülle. Die genannten Änderungsvorschläge zur Überwindung der Hemmnisse beinhalten unter anderem Anpassungen des EEGs, alternative Förderkonzepte, regulatorische Anpassungen, Forschung + Entwicklung sowie Beratung.

3 Fazit

Die zweistufige Delphi-Methode ermöglicht eine strukturierte und systematische Erfassung der Expertenmeinungen zu den Gründen, den Hemmnissen und dem Änderungsbedarf für den Bau von Güllekleinanlagen. Die Erkenntnisse können zur Abschätzung der zukünftigen Entwicklung unter Status-quo-Bedingungen bzw. nach wirtschaftlichen, rechtlichen oder politischen Anpassungen herangezogen werden und somit der Unterstützung politischer Entscheidungen dienen.

Förderhinweis

Gefördert durch das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie; Forschungsprojekt: „Kleine Biogasanlagen aus textilen Materialien – Verfahrensentwicklung, Errichtung und Erprobung einer Technikums- sowie einer Demonstrationsanlage“ (BGA-Textil – BE/19/02).

Biogas als Baustein der multifunktionalen Bioenergienutzung einer Agrargenossenschaft im Erzgebirge

ERIK FERCHAU, JÜRGEN WELLERDT, ALFONS HIMMELSTOSS, HARTMUT KRAUSE

1 Einleitung

Die Landwirtschaft kann durch den Einsatz von erneuerbaren Energien einen wichtigen Beitrag für den Klimaschutz leisten. Mittels des Vorhabens „MultiBioLR“ werden eine Standort- und Potenzialanalyse zur Erzeugung von Bioenergie im südlichen Landkreis Mittelsachsen durchgeführt sowie verschiedene Nutzungsoptionen miteinander verglichen.

Am Beispiel eines Musterbetriebes im Erzgebirge, der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G., werden verschiedene Zukunftsoptionen dargestellt und bewertet. Im Rahmen dieses Vorhabens werden Treibhausgas(THG)-Bilanzierungen für die Bioenergiebereiche Wärme-, Strom- und Kraftstoffproduktion der Genossenschaft erstellt. Dazu werden soweit wie möglich tatsächliche Werte ermittelt und verwendet. Auf Standardwerte sollte nicht zurückgegriffen werden, da mit betriebsspezifischen Werten die Realität besser abgebildet wird und rechnerisch höhere THG-Einsparungen möglich sind.

Die Ergebnisse der Studie sollen der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. als Entscheidungshilfe für die künftige Ausrichtung der Anlagen zur Erzeugung von Wärme, Kraftstoff und Strom dienen und sie bei der Abschätzung von Investitionsentscheidungen unterstützen.

2 Ausgangszustand und Optionen der Bereiche Strom, Wärme und Kraftstoff

Die Agrargenossenschaft betreibt insgesamt drei Biogasanlagen (BGA), eine mit 706 kW_{e,l} Leistung an der Milchviehanlage (MVA) und zwei mit jeweils 75 kW_{e,l} Leistung an weiteren Standorten, die alle mit 80-Masse-% Rindergülle als Substrat betrieben werden. Für die größte BGA (Abb.1) werden aktuell Lösungen für den Weiterbetrieb nach dem Auslaufen der 1. Vergütungsperiode ab dem Jahr 2025 gesucht.



Abb. 1: Biogasanlage der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. an der Milchviehanlage
(© Ferchau)

Der Landwirtschaftsbetrieb erzeugt circa die 12-fache Strommenge des Eigenverbrauchs an Elektroenergie, der bei 1 Mio. kWh liegt. Größtenteils wird dieser Strom in das Netz eingespeist und nach EEG direkt vermarktet. Nur ein kleiner Teil der erzeugten 12,2 Mio. kWh Strom wird selbst verbraucht (Tab. 1).

Tab. 1: Übersicht der Stromerzeugung der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. im Jahr 2020

Anlagen	Stromerzeugung in Mio. kWh/a	Davon Eigennutzung in Mio. kWh/a
3 x BGA	5,7	-
3 x WKA	5	-
PV	1,5	0,23
Gesamt	12,2	0,23

BGA = Biogasanlage, WKA = Windkraftanlage, PV = Photovoltaik

BHKW-Abwärme der Biogasanlage an der Milchviehanlage (MVA) in Höhe von 3.100 MWh/a wird zur Gebäudebeheizung, zur Erntegut- und Holz Trocknung, zur Beheizung der technischen Ölmühle (Saatvorwärmung), zur Warmwassererzeugung und zur Versorgung der betriebseigenen Wäscherei verwendet. Weiterhin ist ein Wärmeüberschuss dieser Anlage von ca. 1.500 MWh im Jahr vorhanden, der für weitere Nutzungsoptionen zur Verfügung steht. Dieser Wärmeüberschuss ist in den Monaten September und Oktober am größten. In den Sommermonaten wird besonders viel Wärme für Trocknungsprozesse verwendet.

Die Abwärme der beiden 75-kW_{el}-Biogasanlagen wird zur Beheizung von zwei betriebseigenen Mehrfamilienhäusern (MFH) genutzt. Der Betrieb deckt seinen Wärmebedarf komplett mit erneuerbaren Energieträgern (Holz und Biogas). Die benötigten ca. 1.000 Schüttraummeter (SRM) Holzhackschnitzel für sechs Heizungsanlagen werden regional selbsterzeugt und mit der Abwärme der Biogas-BHKW getrocknet.

Die Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. betreibt seit dem Jahr 2005 eine technische Ölmühle für die Produktion von Rapspresskuchen zur Versorgung des eigenen Milchviehs mit eiweißreichem Futter und der Herstellung von Rapsölkraftstoff für neun betriebseigene Landmaschinen. Insgesamt wird zwischen 35 und 40 % des Kraftstoffbedarfs der Genossenschaft mit selbsterzeugtem Rapsölkraftstoff gedeckt.

Ein Weiterbetrieb der technischen Ölmühle ist nur mit verlässlichen Rahmenbedingungen gesichert, weshalb andere Optionen der betriebseigenen Kraftstoffproduktion zur Diskussion stehen. Eine denkbare Option ist die Aufbereitung von Biogas am Standort mit anschließender Vermarktung des Biomethans als Kraftstoff durch Einspeisung in das Erdgasnetz und/oder durch direkte Belieferung einer (Hof-)Tankstelle. Durch entsprechende Anreize (Minderung der THG-Emissionen im Verkehrssektor, RED II) kann Biomethan, hergestellt aus Gas einer Biogasanlage mit einem hohen Anteil Gülle, wirtschaftlich interessant sein.

Inkludiert im Vorhaben ist der diesjährige Versuchsanbau und anschließende Ertrags-test von Blühmischungen als Biogassubstrat mit dem primären Ziel des damit einhergehenden ökologischen Zusatznutzens (Arten- und Insektenschutz). In allen Arbeitsbereichen des Projektes wird der Akzeptanzsteigerung, der Kommunizierbarkeit sowie der Übertragbarkeit große Bedeutung beigemessen.

Aktuell wird die Option einer innovativen Regionalstromvermarktung im Untersuchungsgebiet analysiert. Bei diesem Modell wird regional erzeugter Strom auch regional verbraucht und trägt dabei zur Netzentlastung bei. Die Vermarktungsgenossenschaft Gruppe Freiberger Land e.G. (GFL), zu deren Gründungsmitgliedern die Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. gehört, tritt hierbei mit den Mitgliedern an, den Biogasstrom gemeinsam und regional zu vermarkten (insgesamt ca. 10 MW installierte Leistung).

Die Region wird aus den Postleitzahlengebieten gebildet, die sich in einem 50-km-Umkreis um das Postleitzahlengebiet befinden, in dem der Strom verbraucht wird. Durch die flächendeckende sachsenweite Verteilung der Mitgliedsanlagen könnte Regionalstrom der GFL in fast ganz Sachsen angeboten werden.

Durch die Regionalstromvermarktung könnten sich Zusatzerlöse von bis zu 1,4 ct/kWh ergeben und wirtschaftliche Vorteile für die Anlagenbetreiber ergeben. Weiterhin kann damit eine höhere Akzeptanz für die Energiewende in der Bevölkerung erreicht werden.

3 Fazit

Für Betreiber von Bioenergieanlagen, aber auch für Kommunen werden Handlungsempfehlungen erarbeitet, um auch in Zukunft den Baustein Biogas in einer multifunktionalen Bioenergienutzung einzusetzen. Dies erfolgt unter Berücksichtigung von Aspekten der Energiebereitstellung, der Ökonomie und der Treibhausgas-Einsparung. Zusätzlich wird die Verwendbarkeit von blühenden Dauerkulturen als Biogassubstrat mitbetrachtet mit der Zielstellung eines naturschutzfachlichen Zusatznutzens.

Die Ergebnisse der Durchführbarkeitsstudie sollen als Kommunikationsgrundlage zur Akzeptanzsteigerung von Bioenergieanlagen, für Zukunftsforschungen in der Energiewirtschaft und ganz konkret als Entscheidungshilfe für den Musterbetrieb dienen.

Förderhinweis

Die Autoren danken dem deutschen Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) für die finanzielle Unterstützung dieses Projektes im Rahmen des Förderprogrammes „Nachwachsende Rohstoffe“ der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. (Förderkennzeichen 2220NR034), Laufzeit 11/2020 bis 04/2022.

Naturverträgliche Bewirtschaftung von Fauna-Flora-Habitat Mähwiesen bzw. Streuobstwiesen für die Biogasproduktion

CHRISTINA BRANDHORST, ANDREAS LEMMER

1 Einleitung

Die Kulturlandschaft „Streuobstwiese“ gehört zu den artenreichsten Biotopen hierzulande und zugleich zu den gefährdetsten Mitteleuropas. Deren größter zusammenhängender Bestand befindet sich im Vorland der Schwäbischen Alb in Baden-Württemberg (Cankovic et al. 2014, Finck et al. 2017). Neben der Bewirtschaftung der Bäume benötigt auch der Unterwuchs entsprechende Pflegemaßnahmen. Im Idealfall handelt es sich bei dem Grünland um geschützte magere Flachlandmähwiesen oder um magere Bergmähwiesen (FFH-Mähwiesen). Diese Mähwiesen werden meist extensiv bewirtschaftet, doch die ursprüngliche Heubereitung zur Futtergewinnung verliert immer mehr an Bedeutung (Boob et al. 2019). Derzeit ist ein hoher Verlust der unter Schutz gestellten Flächen aufgrund von Intensivierungsmaßnahmen, aber auch Extensivierungsmaßnahmen zu beobachten (Scheibe 2015). Eine energetische Nutzung des Schnittgutes als Reststoff von Landschaftserhaltungsmaßnahmen würde somit zu dem Erhalt des Lebensraumes von rund 5.000 Tier- und Pflanzenarten (Zehnder et al. 2020) und gleichzeitig zu einer naturverträglicheren Biogaserzeugung beitragen.

2 Ziele

- Erfassung der Biomasseerträge dieser Naturschutzflächen
- Inhaltsstoffanalyse des Schnittgutes und Bestimmung der Methanerträge im Vegetationsverlauf
- Untersuchungen des Einflusses der mechanischen Desintegration auf den Methanertrag

3 Versuchsplanung

Das Untersuchungsgebiet befindet sich im Landkreis Reutlingen, ein Teil des Biosphärengebietes Schwäbische Alb. Während der Vegetationsperiode von Mitte April bis Mitte September im Jahr 2020 wurde auf 3 unterschiedlich gut ausgeprägten FFH-Mähwiesen (Abb. 1) wöchentlich Biomasse abgeerntet. Diese Biomasse wurde auf seine Inhaltsstoffe sowie auf die spezifischen Methanerträge hin untersucht. Daneben wurden zahlreiche Flurstücke an zwei Schnittterminen, welche vom Landschaftserhaltungsverband vorgegeben wurden, abgeerntet und das Schnittgut an die Forschungsbiogasanlage „Unterer Lindenhof“ der Universität Hohenheim angeliefert, aufbereitet und über die Biogasanlage (BGA) verwertet. Neben dem Landratsamt Reutlingen und dem Landschaftserhaltungsverband im Landkreis Reutlingen e.V. spielt auch der Obst- und Gartenbauverein Eningen unter Achalm e.V. eine wichtige Rolle bei der Umsetzung dieses Projektes.



Abb. 1: FFH-Mähwiese in Eningen unter Achalm (© Brandhorst)

4 Ergebnisse

Die Ernte der Biomasse auf den Privatgrundstücksflächen war aufwendig, die Flächen mussten vor dem ersten Befahren, z. B. durch das Entfernen von herumliegenden Gegenständen, vorbereitet werden. Insgesamt konnten beim ersten Schnitt Trockenmasserträge von 25 dt ha⁻¹ ermittelt werden. Beim zweiten Schnitt kamen weitere 10 dt ha⁻¹ dazu.

Bei den Untersuchungen auf den FFH-Mähwiesen konnte während der Vegetationsperiode im Jahr 2020 eine kontinuierliche und gleichmäßige Abnahme der Methanerträge über die Zeit festgestellt werden. Dabei bewegten sich die Methanerträge im Versuchszeitraum zwischen $0,32 \text{ m}^3 \text{ kg}^{-1}_{(\text{oTS})}$ zu Beginn der Vegetationsperiode und $0,24 \text{ m}^3 \text{ kg}^{-1}_{(\text{oTS})}$ am Ende der Vegetationsperiode. Dabei stiegen die Ligningehalte von 4 % auf 10 % in der Trockensubstanz an, während sich die Rohproteingehalte von 16 % auf 8 % in der Trockensubstanz reduzierten.

5 Fazit

Das Schnittgut von Streuobstwiesen bzw. FFH-Mähwiesen eignet sich für die Biogasproduktion. Es bedarf aber noch zusätzlicher Förderungen und Richtlinien, damit dieser Lebensraum seinen Anteil zur naturverträglichen Biogasproduktion beitragen kann.

Literatur

- Boob, M.; Elsaesser, M.; Thumm, U.; Hartung, J.; Lewandowski, I. (2019): Harvest Time Determines Quality and Usability of Biomass from Lowland Hay Meadows. *Agriculture* 9(9), p. 198, <https://doi.org/10.3390/agriculture9090198>
- Cankovic, M.; da Luz Correia, A.; Heinemann, U.; Scholderer, K. (2014): Kulturlandschaft Streuobstwiese: Heimat des Grünspechts. NABU Baden-Württemberg
- Finck, P.; Heinze, S.; Raths, U.; Riecken, U.; Ssymank, A. (2017): Rote Liste der gefährdeten Biotoptypen Deutschlands - dritte fortgeschriebene Fassung 2017
- Scheibe, U. (2015): FFH-Mähwiesen. *Landinfo* 5, S. 99–101
- Zehnder, M.; Weller, F. (2020): Streuobstwiesen schützen. Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung. Bundesinformationszentrum Landwirtschaft. 10. Auflage

Förderhinweis

Die in diesem Artikel vorgestellten Ergebnisse wurden im Rahmen des Forschungsprojektes „Systemdienlicher Ausgleich der jahreszeitlichen Schwankungen des Energiebedarfs durch saisonal flexibilisierte Biogasproduktion am Praxisbeispiel der Nutzung von Extensiv- und Biotopgrünland; Teilvorhaben 2: Substrataufbereitung, Lagerung und Kinetik“ (FKZ: 2219NR317) erarbeitet und durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft, aufgrund eines Beschlusses des deutschen Bundestages, gefördert. Herzlichen Dank dafür.

Untersuchungen zur Steigerung der Abbaukinetik und des Biogaspotenzials lignocellulosereicher Biomasse

MATTHIAS STEINDL, VASILIS DANDIKAS, FABIAN LICHTI

1 Hintergrund

Aktuell basiert die Produktion von Biogas in Deutschland im Wesentlichen auf der Vergärung von nachwachsenden Rohstoffen (FNR 2020). Obgleich landwirtschaftliche Nebenprodukte und Reststoffe ein technisches Biomassepotenzial von 17 Mt TM jährlich darstellen, werden sie momentan nur zu etwa 35 % genutzt. (Brosowski et al. 2019). Diese Substrate zeichnen sich durch einen vergleichsweise hohen Gehalt an Lignocellulose bzw. Faser-Kohlenhydrate aus, wodurch eine Verlangsamung der Hydrolysierung sowie eine Reduktion der Biogasausbeute gegenüber nachwachsenden Rohstoffen bedingt ist (Dandikas 2014, 2018, Wagner 2018).

2 Zielstellung

Um die Nutzung lignocellulosereicher Biomasse planbar zu machen, soll ein verlässliches und praxistaugliches Prognosemodell der Biogasproduktivität entwickelt werden.

3 Material und Methoden

Auf Grundlage von labormaßstäblichen Untersuchungen an Batchfermentern und Durchflussfermentern wird das Modell für eine große Spanne von verschiedenen Biomassen und Aufbereitungstechnologien kalibriert und validiert. Um die Praxistauglichkeit des Modells zu überprüfen, erfolgt im Anschluss eine Testphase an großtechnischen Biogasanlagen.

4 Vorläufige Ergebnisse

Aktuell werden Batchversuche durchgeführt, um den Effekt verschiedener Aufbereitungsverfahren und den Effekt des Wirtschaftsdüngeranteils im Inokulum auf den Biogasbildungsprozess zu bestimmen. Erste Ergebnisse deuten darauf hin, dass eine mo-

derate chemische Vorbehandlung in der Lage ist, sowohl die Abbaukinetik (gemessen als Reaktionskonstante 1. Ordnung zum Zeitpunkt von 50 % des absoluten Methanpotenzials) als auch das absolute Methanpotenzial signifikant zu steigern (Abb. 1). Darüber hinaus konnte ein signifikanter Effekt des Inokulums auf die erzielte Abbaukinetik beobachtet werden (Ergebnisse hier nicht dargestellt).

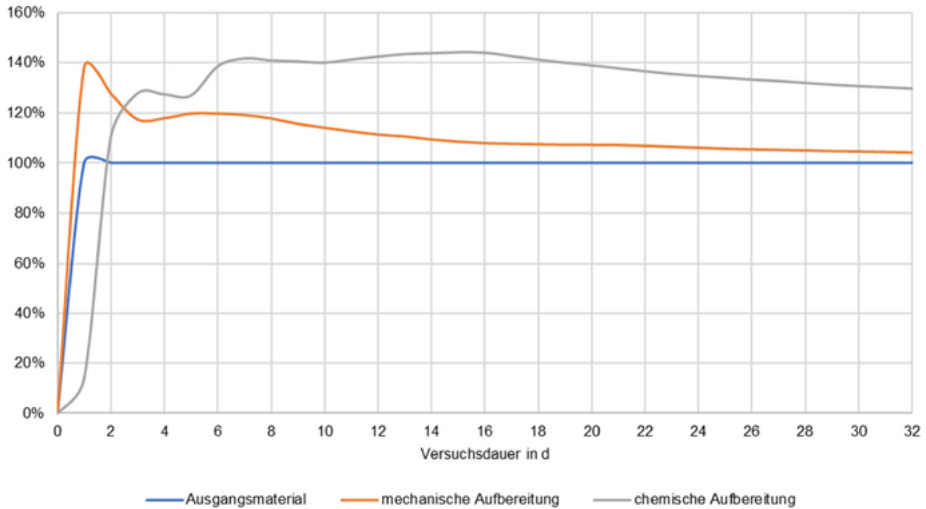


Abb. 1: Effekt verschiedener Aufbereitungstechnologien auf den relativen Methanertrag von separierter Rindergülle

5 Fazit

Eine moderate chemische Aufbereitung könnte ein erhebliches Potenzial an Reststoffen und Koppelprodukten für die Biogasproduktion in Deutschland mobilisieren. Der hier beobachtete Einfluss des Wirtschaftsdüngeranteils im Inokulum auf die Abbaukinetik von lignocellulosereicher Biomasse könnte die Vergleichbarkeit der Ergebnisse von Batchtests einschränken und muss weiter untersucht werden.

Literatur

- Brosowski, A.; Krause, T.; Mantau, U.; Mahro, B.; Noke, A.; Richter, F.; Raussen, T.; Bischof, R.; Hering, T.; Blanke, C.; Müller, P.; Thrän, D. (2019): Schlussbericht zum Vorhaben der Arbeitsgruppe Biomassereststoffmonitoring (AG BioRestMon). Hg. Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
- Dandikas, V.; Heuwinkel, H.; Lichti, F.; Drewes, J. E.; Koch, K. (2014): Correlation between biogas yield and chemical composition of energy crops. *Bioresource Technology* 174, pp. 316–320
- Dandikas, V.; Heuwinkel, H.; Lichti, F.; Eckl, T.; Drewes, J. E.; Koch, K. (2018): Correlation between hydrolysis rate constant and chemical composition of energy crops. *Renewable Energy* 118, pp. 34–42
- FNR (2020): Basisdaten Bioenergie Deutschland 2021. <https://mediathek.fnr.de/brochuren/bioenergie/basisdaten-bioenergie.html>, Zugriff am 5.7.2021
- Wagner, A.; Lackner, N.; Mutschlechner, M.; Prem, E.; Markt, R.; Illmer, P. (2018): Biological Pretreatment Strategies for Second-Generation Lignocellulosic Resources to Enhance Biogas Production. *Energies* 11(7), pp. 1797–1810

Förderhinweis

Diese Untersuchungen werden im Rahmen des Verbundprojekts „Lignoflex“ (FKZ: 2219NR441) vom 01.04.2020 bis zum 31.03.2023 durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft unter der Projektträgerschaft der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe finanziell gefördert.

Bio-Smart – Biogasproduktion in Hochlastfermentern zur intelligenten Energiebereitstellung

JUREK HÄNER, DANIEL BAUMKÖTTER, LUKAS WETTER,
ROBERTO ELOY HERNÁNDEZ REGALADO, ELMAR BRÜGGING

1 Einleitung

Das gemeinsam mit der PlanET Biogas Group GmbH durchgeführte Projekt Bio-Smart hat das Ziel, den Einsatz von Hochlastfermentern zur Vergärung landwirtschaftlicher sowie industrieller Rest- und Abwasserströme zu etablieren. Dazu wird das Verfahren im Technikumsmaßstab überprüft, weiterentwickelt und das Scale-Up hin zu einer großtechnischen Umsetzung vorbereitet. Neben den dafür durchgeführten Versuchen im Labor- und Technikumsmaßstab sind Betrachtungen zu Business-Cases für solche Hochlastsysteme, wie beispielsweise die Erweiterung von Bestandsbiogasanlagen und der damit einhergehenden Effizienzsteigerung der Gesamtanlage, integraler Bestandteil des Vorhabens.

Die bereits erfolgte Validierung des Verfahrens umfasste die Monovergärung von Schweinegülle. Um das Substratspektrum zu erweitern und das Verfahren anwendungsnah darzustellen, wurde zu Beginn des Projekts nach weiteren potenziellen Reststoffen recherchiert und anschließend in Batch-Tests mit unterschiedlichen Substratkombinationen untersucht. Das Ergebnis dieser Batch-Tests war die Ermittlung von optimalen Mischungsverhältnissen aus den fünf ausgewählten Substraten (separierte Schweine- und Rindergülle (flüssige Phase), stärkehaltiges Abwasser, Glycerin und Presssaft aus Zuckerrübenmus). Daraus wurden drei Substratkombinationen ausgewählt, die aktuell in drei Expand-Granular-Sludge-Bed-Reaktoren (EGSB; $V = 30 \text{ l}$) in kontinuierlichen Versuchen bei unterschiedlichen Verweilzeiten getestet werden.

2 Verfahrensbeschreibung und Ergebnisse

Die Anwendung von EGSB-Reaktoren im Gesamtkonzept Hochlastvergärung zur energetischen Nutzung der flüssigen Phase landwirtschaftlicher Abwässer, wie Schweinegülle oder Rindergülle, unterscheidet sich von der konventionellen Biogasanlagen in der Verfahrenstechnik. Ein Unterschied ist beispielsweise die vorgeschaltete Fest-Flüssig-Trennung. Durch die getrennte Fermentation der flüssigen und festen Fraktionen können die jeweiligen Prozesse verfahrenstechnisch getrennt optimiert und angepasst werden. Dar-

über hinaus ermöglichen die verwendeten EGSB-Reaktoren einen weitgehenden Biomasserückhalt, sodass auch bei geringen hydraulischen Verweilzeiten (HRT) ein Ausschwemmen der Biomasse verhindert wird (Hinken, Austermann-Haun und Meyer 2015).

Die bereits erzielten Ergebnisse sind in Abbildung 1 dargestellt. Dabei unterscheiden sich die Reaktoren (EGSB 1, 2 und 3) hinsichtlich des eingesetzten Substrats. In EGSB 1 wird eine Kombination aus Schweinegülle und Rindergülle verwendet (55 %/45 %-oTR-spez.), in EGSB 2 Schweinegülle, Rindergülle sowie stärkehaltiges Abwasser (55 %/17 %/28 %-oTR-spez.) und in EGSB 3 Schweinegülle, Rindergülle und Presssaft aus Zuckerrübenmus (55 %/17 %/28 %-oTR-spez.). Ansatzpunkt der Optimierung im kontinuierlichen Versuch ist die HRT, einem einflussreichen Parameter auf den Vergärungsprozess. Ziel ist eine möglichst geringe HRT bei gleichzeitig hoher organischer Belastung des Systems. Hier zu sehen sind die bereits durchlaufenen Betriebspunkte 1, 2 und 3 mit einer HRT von $\tau = 15$ d, $\tau = 10$ d bzw. $\tau = 7$ d.

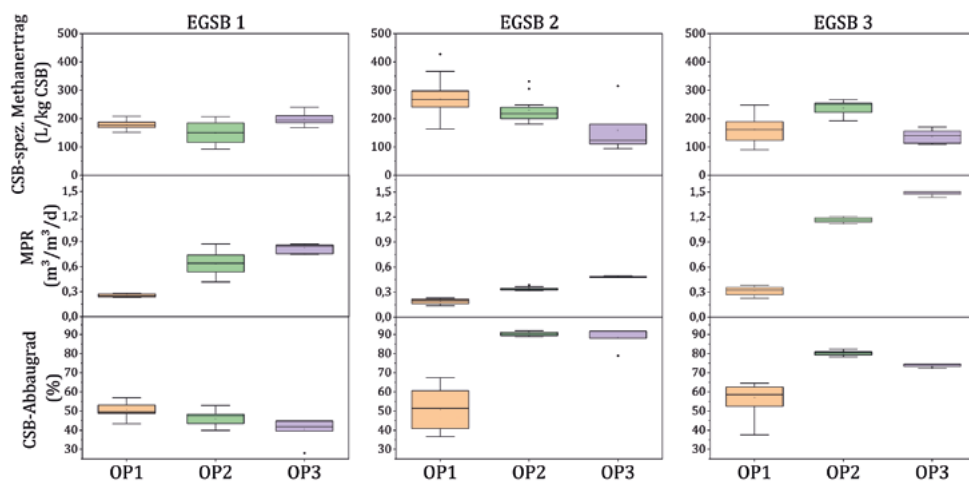


Abb. 1: Methanertrag bezogen auf den chemischen Sauerstoffbedarf, Methanproduktionsrate (MPR) und Abbaugrad des chemischen Sauerstoffbedarfs (CSB) der drei Expanded-Granular-Sludge-Bed-Reaktoren (EGSB) in den Betriebspunkten 1 (OP1; $\tau = 15$ d), 2 (OP2; $\tau = 10$ d) und 3 (OP3; $\tau = 7$ d)

3 Fazit und Ausblick

Die getesteten Substratkombinationen versprechen Synergieeffekte in unterschiedlichem Umfang (Regalado et al. 2021). Ebenso konnten die im Rahmen der Batch-Tests ermittelten Biogaspotenziale durch die kontinuierlichen Versuche reproduziert werden. Unter Verwendung der drei Substratkombinationen in EGSB-Reaktoren konnte eine deutliche Verringerung der HRT bei stabilen Prozessbedingungen erreicht werden. Anhand der im Labormaßstab erzeugten Ergebnisse werden die Business-Cases weiterentwickelt und im Anschluss der vielversprechendste Anwendungsfall in der bereits geplanten Anlage im Technikumsmaßstab mit ca. 500 l Reaktorvolumen über ein Jahr getestet.

Literatur

- Hinken L.; Austermann-Haun U.; Meyer, H. (2015): Verfahrenstechniken zur Behandlung von Abwässern. In: Anaerobtechnik, Hg. Rosenwinkel, K-H., Berlin, Heidelberg. Springer Heidelberg, S. 288–335
- Regalado, R.E.H.; Weide, T.; Baumkötter, D.; Wettwer, L.; Häner, J.; Brüggling, E.; Tränckner, J. (2021): Optimization and Analysis of Liquid Anaerobic Co-Digestion of Agro-Industrial Wastes via Mixture Design. *Processes* 9(5), 877, <https://doi.org/10.3390/pr9050877>

Förderhinweis

Gefördert durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages unter Projektträgerschaft der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FKZ: 22031318).

Mechanische Desintegration lignocellulosehaltiger Substrate mithilfe einer Kugelmühle zur Substrataufbereitung und Flexibilisierung der Biogasferzeugung – FLEX-CRASH

RENÉ HELLER, BENEDIKT HÜLSEMANN, HANS OECHSNER

1 Einleitung

Biogasanlagen stellen für lignocellulosehaltige Reststoffe wie Pferdemist, Landschaftspflegematerial oder Stroh aus der Landwirtschaft einen neuen Verwertungsweg dar. Da diese Substrate in aller Regel hohe Trockenmasse- wie auch hohe Ligningehalte aufweisen, bedarf es einer speziellen Vorzerkleinerung zur Verwertung in der Biogasanlage. Bei der mechanischen Aufbereitung in der Kugelmühle wird die abbaubare Cellulose und Hemicellulose durch Scher-, Prall-, Reib- und Druckkräfte der Mahlkörper vom Lignin freigelegt und gleichzeitig die spezifische Oberfläche vergrößert. Dadurch kann die Kinetik des Abbau- und Gasbildungsprozesses beschleunigt und der Methanertrag erhöht werden. Des Weiteren kann die Prozesssicherheit, hinsichtlich der Verringerung von Schwimm-schichten, gewährleistet werden. Aufgrund der schnelleren Kinetik soll der Einsatz der sonst schwer abbaubaren Reststoffe zur flexiblen Stromproduktion mittels flexibler Fütterung ermöglicht werden. Durch die Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe kann letztendlich die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen gesteigert und gleichzeitig ein wichtiger Beitrag zur flexiblen und nachhaltigen Stromproduktion erreicht werden.

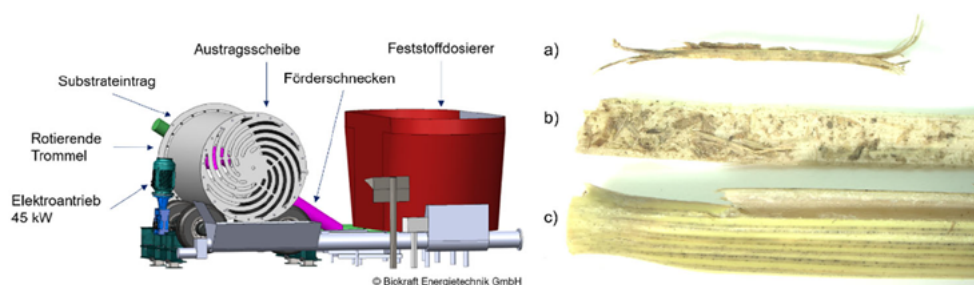


Abb. 1: Aufbau des Kugelmühlenprototyps (links, © Biokraft Energietechnik GmbH) und Detailaufnahmen von a) aufbereitetem, b) gespaltenem und c) unaufbereitetem Strohalm unter dem Mikroskop (rechts)

2 Methoden zur qualitatven Beurteilung der Aufbereitung

Verschiedene landwirtschaftliche Reststoffe sollen in der Kugelmühle bei unterschiedlichen Einstellungen aufbereitet werden. Hierbei sollen die optimalen Betriebsbedingungen über verschiedene Untersuchungsmethoden herausgefunden werden.

2.1 Untersuchung des Zerkleinerungsgrades mithilfe der Siebanalyse

Die Partikelgrößenverteilung wird mithilfe einer Siebmaschine in Form einer Trockensiebung nach DIN 66165 durchgeführt. Durch die mechanische Aufbereitung wird erwartet, dass eine Verschiebung der Gesamtverteilung hin zu kleineren Partikelgrößen stattfindet.

2.2 Spezifischer Methanertrag

Über den Hohenheim Biogasertagstest (Batch-Verfahren) sowie über kontinuierlich betriebene Durchflussfermenter werden die Biogasentstehung und der spezifische Methanertrag der aufbereiteten Versuchsvarianten im Vergleich zu den unaufbereiteten Referenzen im Labormaßstab untersucht.

2.3 Mikroskopie

Durch die mechanische Aufbereitung wird eine Vergrößerung der spezifischen Oberfläche erwartet. Diese soll mithilfe eines Auflichtmikroskops (Zeiss Stemi 508) optisch untersucht und über eine Bildanalyse ausgewertet werden.

3 Ergebnisse

Während sich die Partikelgröße bei intensiverer Aufbereitung verkleinert und dabei Pflanzenzellen freigelegt werden, steigt die spezifische Partikeloberfläche.

In Voruntersuchungen mit Weizenstroh konnte bereits gezeigt werden, dass sich die Partikelgröße durch die Aufbereitung in der Kugelmühle im Vergleich zur unaufbereiteten Variante verringert (Abb. 2).

Im Hohenheimer Biogasertagstest konnte zudem eine Steigerung des spezifischen Methanertrags (18 % im Mittel) von aufbereitetem Weizenstroh im Vergleich zur unaufbereiteten Referenz festgestellt werden.

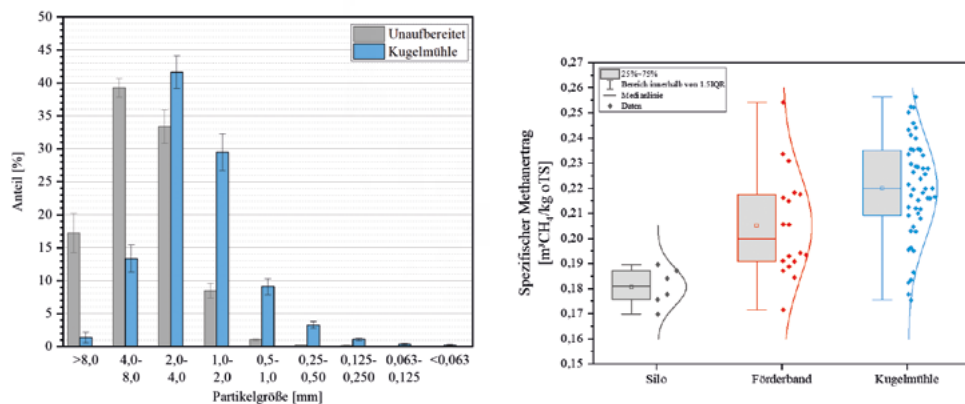


Abb. 2: Partikelgrößenverteilung (links) und spezifischer Methanertrag (rechts)

Weitere Aufbereitungsversuche und Untersuchungen mit Pferdemist werden aktuell durchgeführt. Im Anschluss sollen Versuche zur flexiblen Fütterung an der Praxis-Forschungsbiogasanlage „Unterer Lindenhof“ durch die Aufbereitung von schwervergärbaren Substraten durchgeführt werden.

Förderhinweis

Das Vorhaben wurde durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft unter der Projektträgerschaft der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. gefördert.

Quantifizierung von Mikroorganismen in Biogasfermentern

SABINE PETERS, ULRICH KRAUSE, STEFAN DRÖGE

1 Einleitung

Die Stabilität und Leistungsfähigkeit der Prozesse in Biogasfermentern hängen maßgeblich von der Zellzahl und Aktivität der Mikroorganismen ab. In der Praxis eingesetzte Methoden der Prozessanalyse beschränken sich allerdings meist auf chemisch-physikalische Messungen. Hier treten Auffälligkeiten jedoch erst auf, wenn prozessbiologische Störungen bereits aufgetreten oder weit fortgeschritten sind. Zwar stehen seit Langem molekularbiologische Methoden zur Verfügung, mit denen Veränderungen und Ungleichgewichte innerhalb der komplexen mikrobiellen Gemeinschaft erkannt werden können. Der praktische Nutzen dieses Zeit- und Kostenaufwands steht jedoch zur Diskussion.

Diese Arbeit zeigt, wie neue molekulare qPCR-Assays die Fermenterbiologie bei unterschiedlichen Substraten und kritischen Fermenterzuständen charakterisieren können. So kann zukünftig die klassische Fermenteranalytik ideal ergänzt werden.

2 Monitoring der Fermentation bei verschiedenen Substraten

2.1 Versuchsaufbau und Durchführung

Am Prüf- und Forschungsinstitut Pirmasens e.V. wurden zwei kontinuierliche Gärtests in automatisierten 100-l-Durchflussfermentern durchgeführt:

- stufenweise Anhebung der Raumbelastung mit Mais bzw. Mais + Triticale-GPS
- dauerhafte Monovergärung mit einer Triticale-GPS

Im ersten Fermenter wurde beobachtet, wie sich die Fermenterbiologie, ausgehend von „normaler“ Fütterung, bei steigender Raumbelastung verhält. Der zweite Fermenter diente zum Vergleich mit dem reinen Alternativsubstrat.

Während der Versuchslaufzeit wurden regelmäßig die chemisch-physikalischen Prozessparameter geprüft (FOS, $\text{NH}_4\text{-N}$, pH, TS, σTS) sowie kontinuierlich Gasmengen und -qualität überwacht.

Parallel dazu wurde die Konzentration von drei Bakteriengruppen bestimmt:

- „qBac“: Bakterien
- „qMeth“: Methanogenen
- „qSyn“: ein syntrophes Bakterium, das sensibel auf Prozessänderungen reagiert

Die von der AMODIA Bioservice GmbH für die quantitative Analyse entwickelten drei qPCR-Systeme basieren auf einer Häufigkeitsanalyse bakterieller Sequenzen in den Biogasfermentern. Mithilfe dieser Methodik wurde die Sequenz des o.g. syntrophen Bakteriums identifiziert, das sensibel auf Schwankungen der Fermenterbiologie reagiert.

2.2 Ergebnisse

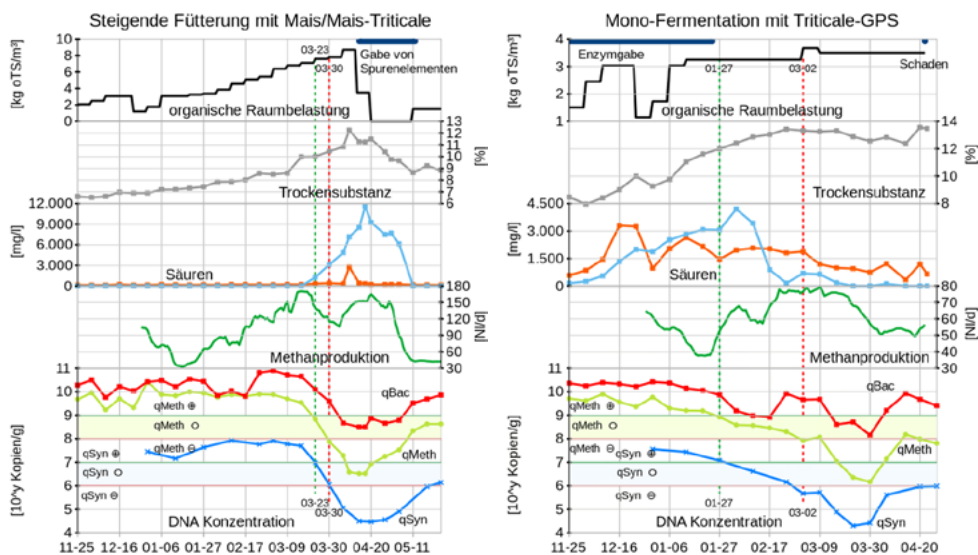


Abb. 1 und 2: Zeitlicher Verlauf der gemessenen Parameter für beide Fütterungsversuche (© AMODIA Bioservice GmbH)

3 Fazit

Die Quantifizierung der an der Fermentation beteiligten Mikroorganismen erlaubt direkte Rückschlüsse auf den Zustand der Fermenterbiologie.

Für die Konzentrationen der Methanogenen und des syntrophen Bakteriums konnten jeweils drei Bereiche identifiziert werden, die als eine Art „Ampelindikator“ für die Fermenterbiologie dienen können: Oberhalb einer oberen Schwelle („grüner Bereich“) funktioniert die Fermenterbiologie gut; es sind keine Maßnahmen erforderlich. Unterhalb der oberen Schwelle („gelber Bereich“) können erste Maßnahmen die Fermenterbiologie wieder verbessern. Und unterhalb einer unteren Schwelle („roter Bereich“) befindet sich die Fermenterbiologie in kritischem Zustand, was drastische Maßnahmen erfordert.

Bemerkenswerterweise sind diese Schwellenwerte in beiden unterschiedlichen Versuchsansätzen gleich. Sie scheinen also universeller gültig zu sein, als dies angesichts der drastischen Unterschiede in der Fütterung zu erwarten war. Bei „normaler Fütterung“ sind die Abstände zu den kritischen oberen Schwellenwerten bei der Fütterung mit Mais deutlich größer als bei der Fütterung mit Triticale-GPS.

Die Überwachung der Fermenterbiologie durch die Quantifizierung der beteiligten Mikroorganismen erlaubt insbesondere bei kritischen Betriebsereignissen wie Störungen oder bei Substratumstellungen eine bessere Überwachung und Beurteilung der getroffenen Maßnahmen. Einige der qPCR-Assays kommen möglicherweise als Frühindikator im Vorfeld einer Störung in Frage.

Förderhinweis

Dieser Beitrag nutzt Ergebnisse des AiF-Projektes „FerMiQ“, das im Rahmen der ZIM-Initiative vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert wurde.

Entwicklung von Messverfahren zur Geschwindigkeitsmessung in Biogasanlagen

LUKAS WEBER, SVEN ANNAS, GEORG MESSING, MICHAEL ELFERING,
HANS-ARNO JANTZEN, JÜRGEN SCHOLZ

1 Einleitung

Im Rahmen des vom Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft geförderten Forschungsvorhabens innoFlex (FKZ: 22042018) wird unter anderem die Effizienzsteigerung von Biogasanlagen vor dem Hintergrund der Rührwerksregelung und -steuerung untersucht. Als Input für die Regelung soll die Strömungsgeschwindigkeit innerhalb der Anlage genutzt werden. Ihre Bestimmung ist in realen Anlagen aufgrund der schlechten Zugänglichkeit sowie der hohen Feststoffgehalte des Gärsubstrats schwierig. Vor diesem Hintergrund werden Messverfahren für die optische Bestimmung der Oberflächenströmung sowie die Bestimmung von lokalen Geschwindigkeiten mithilfe von Wärmeübergangs- und Ultraschallsensoren entwickelt und untersucht.

2 Messverfahren

Die Bestimmung der **Oberflächengeschwindigkeit** erfolgt auf Basis der Particle-Image-Velocimetry. Dafür werden beim Zweibildverfahren zwei Bilder zeitlich versetzt mit einer Kamera aufgenommen. Mit der Kreuzkorrelationsfunktion lässt sich durch den Vergleich der Bildpaare bestimmen, wie sich die Oberfläche an verschiedenen Stellen zwischen den beiden Messungen bewegt hat.

Das Messprinzip der **Wärmeübergangssensoren (WÜS)** basiert auf der thermischen Anemometrie. Ein Sensor (Abb. 1) wird durch eine elektrische Schaltung auf einer konstanten Übertemperatur zur Umgebung gehalten. Bei der Umströmung des Sensors im Fermenter kommt es zu einer Abkühlung. Die für die Aufrechterhaltung des Temperaturunterschieds notwendige Energie liefert den direkten Rückschluss auf die Strömungsgeschwindigkeit.



Abb. 1: Aluminiumkugel zur Bestimmung lokaler Strömungsgeschwindigkeiten – Wärmeübergangssonde (WÜS)

Bei dem den **Ultraschallsensoren** zugrunde liegenden Messverfahren handelt es sich um ein Reflexionsverfahren. Hierbei wird ein erster Puls unter einem definierten Winkel zur Hauptströmungsrichtung gesendet und das von mitgeführten Partikeln reflektierte Echo aufgezeichnet. Nach einem kurzen Zeitintervall Δt wird dieser Vorgang wiederholt, sodass Signalantworten des durchschallten Kegels zu zwei verschiedenen Zeitpunkten vorliegen. Mithilfe einer diskreten Kreuzkorrelation kann aus den zwei aufgezeichneten Echos die Relativgeschwindigkeiten der Partikel bestimmt werden. Folgen die Partikel der Strömung des Substrates schlupffrei, so entspricht die Partikel- der Strömungsgeschwindigkeit.

3 Test der Messverfahren

Die vorgestellten Messverfahren werden im Rahmen des Forschungsvorhaben untersucht, auf den spezifischen Anwendungsfall hin optimiert und sowohl unter Labor- als auch unter Realbedingungen getestet. Beispielhafte Auswertungen zur Bestimmung der Oberflächenströmung sowie zu den Wärmeübergangssensoren zeigen die Abbildungen 2 und 3.

Mithilfe von Aufnahmen aus der Anlage können Geschwindigkeiten direkt bestimmt werden. In Echtzeit liefert das System sowohl Informationen zur Geschwindigkeitsverteilung als auch zu instationären Strömungsvorgängen.

Um die Eignung der WÜS zu überprüfen, wurden diese in einem Schleppkanal sowie in einer durchströmten Rohrstrecke eingesetzt und getestet. Dabei können den gemessenen Heizleistungen reproduzierbar definierte Geschwindigkeiten zugeordnet werden. Dies ermöglicht die absolute Geschwindigkeitsmessung auch in realen Anlagen.

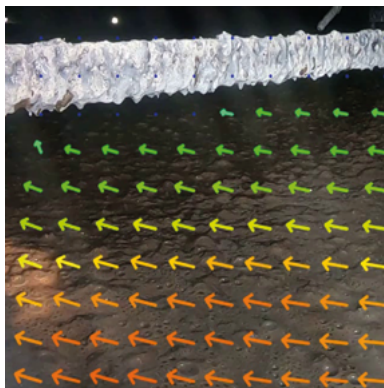


Abb. 2: Optische Bestimmung der Oberflächengeschwindigkeit in einer realen Anlage

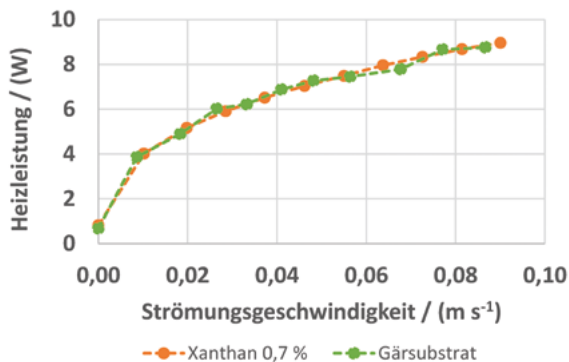


Abb. 3: Bestimmung der Strömungsgeschwindigkeit mithilfe der Wärmeübergangssensoren in einem Schleppkanal

Die durchgeführten Arbeiten zeigen, dass die Messverfahren prinzipiell für den Einsatz in Biogasanlagen geeignet sind. Erste Untersuchungen mithilfe des Ultraschallsensors deuten ebenfalls darauf hin. Die Verfahren werden in fortführenden Arbeiten weiter optimiert und unter realen Bedingungen getestet.

Förderhinweis

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Ernährung
und Landwirtschaft

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.

Einsatz von Zuckerrüben als Spitzenlast-Substrat in Biogasanlagen

DIANA ANDRADE, FABIAN LICHTI

1 Einleitung

Zuckerrüben sind aufgrund ihres hohen Anteils an leicht verfügbaren Inhaltsstoffen ein interessantes Substrat zur Vergärung in Biogasanlagen. Allerdings ist der Einsatz von Zuckerrüben auch mit Herausforderungen verbunden. Ziel des Forschungsprojekts am Institut für Landtechnik und Tierhaltung war die Untersuchung gärbiologischer wie auch verfahrenstechnischer Parameter im Biogasprozess bei der Kofermentation mit Zuckerrüben. Außerdem wurden die Möglichkeiten und Grenzen einer Zuckerrübe als „Spitzenlast-Substrat“ zur flexiblen Produktion von Biogas untersucht.

2 Zuckerrübe als Silage – was kann sie in der Biogasanlage?

Zwei Silierungsvarianten wurden in den Durchflussversuchen getestet. Sowohl reine Zuckerrübensilage als auch Zuckerrüben mit Stroh (5 % FM). Der Einfluss des Zuckerrübenanteils in der Substratmischung (10 und 18 % FM) auf die Biogasproduktion wurde untersucht. Die abgeschlossenen Untersuchungen bestätigten, dass die Zuckerrüben-Stroh-Silage die Anlagenleistung verbessern kann. Bei einer Raumbelastung von $5,0 \text{ kg}_{\text{öTM}}/(\text{m}^3 \cdot \text{d})$ konnte die Methanproduktivität um 15 bis 23 % im Vergleich zur Variante ohne Zuckerrübensilage bei dem Anlagentyp „Güllebasierte-Anlage“ gesteigert werden. Das bedeutet, dass durch die Verwendung von Zuckerrüben-Stroh-Silage in einem Reaktor bis zu 8 % mehr Methan in der gleichen Zeit produziert werden konnte. Die Varianten der Kosilierung mit Stroh erreichten die höchste Methanbildung im Durchflussversuch.

3 Einsatz von Zuckerrüben zur flexiblen Biogasproduktion

Für die Überprüfung des Einsatzes von Zuckerrübensilage (50 % Anteil der gesamten zugeführten Frischmasse) zur gezielten Biogasproduktion wurde als Konzept eine zweistufige Biogasanlage im Labormaßstab ausgewählt. Zwei Fermenter bildeten die erste Stufe als Hauptgärer in unserem Biogasmodell. Der dritte Behälter diente als Nachgärer. Als Raumbelastungsstufen für den flexiblen Betrieb wurden $3,5 \text{ kg}_{\text{öTM}}/(\text{m}^3 \cdot \text{d})$,

4,5 kg_{oTM}/(m³ · d) und 5,5 kg_{oTM}/(m³ · d) festgelegt. Als normaler Betrieb bzw. Referenz wurde die Anlage bei einer Raumbelastung von 2,5 kg_{oTM}/(m³ · d) beschickt. Für den Anlagentyp „NawaRo-Anlage“ wurde eine Steigerung der Methanproduktivität bis 70 % im Vergleich zu dem normalen Betrieb bei einer Raumbelastung im gesamten Fermentersystem von 4,5 kg_{oTM}/(m³ · d) erfasst. Der Hauptgärer generierte rund 70 % der gesamten Methanproduktion, was ca. 2,2 m³N CH₄/(m³Fermentervolumen · d) entsprach. Für die Überprüfung der Prozessleistung während des flexiblen Betriebs wurde eine Modellbiogasanlage für Anlagentyp „NawaRo-Anlage“ und Anlagentyp „Gülle-Anlage“ mit einer elektrischen Leistung von 500-kW_{el}- definiert. Die „NawaRo-Anlage“ zeigte, dass bei einer Raumbelastung im gesamten Fermentersystem von 4,5 kg_{oTM}/(m³ · d) im flexiblen Betrieb es möglich wäre, eine gesamte elektrische Leistung von bis zu 900 kW_{el} zu erreichen. Eine Verdoppelung der elektrischen Leistung von bis zu 1.000 kW_{el} wäre für den flexiblen Betrieb bei einer Raumbelastung im gesamten Fermentersystem von 5,5 kg_{oTM}/(m³ · d) ohne Einschränkung der Prozessstabilität möglich (Abb. 1).

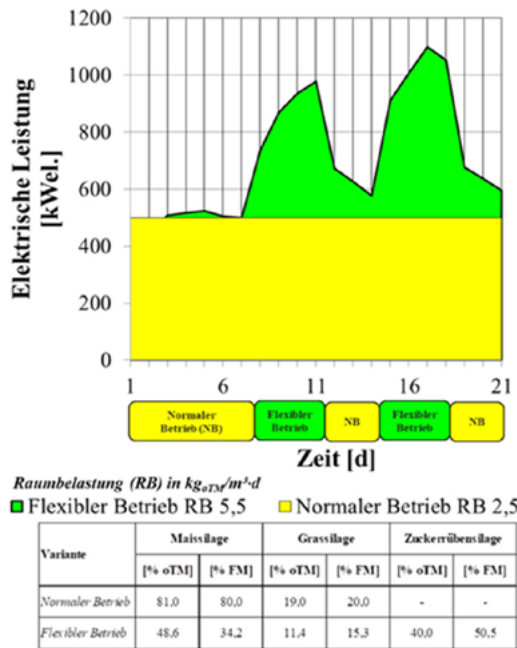


Abb. 1: Berechnete tägliche elektrische Leistung für das Biogasmodell 500 kW bei einer Raumbelastung im Hauptgärer von 9,7 kg_{oTM}/(m³ · d) im flexiblen Betrieb. Raumbelastung im gesamten Fermentersystem 5,5 kg_{oTM}/(m³ · d).

4 Fazit

Die Ergebnisse bestätigen, dass eine effiziente Vergärung der Zuckerrübensilage ohne Beeinträchtigung der Fermenterbiologie möglich ist. Während des flexiblen Betriebs wurde eine Steigerung der Methanproduktivität für den Anlagentyp „NawaRo-Anlage“ bis 70 % im Vergleich zum normalen Betrieb bei einer Raumbelastung im gesamten Fermentersystem von $4,5 \text{ kg}_{\text{O}_2\text{M}}/(\text{m}^3 \cdot \text{d})$ festgestellt.

Förderhinweis

Wir danken dem Bayerischen Staatministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie für die Förderung des Projektes „Verfahrenstechnische Auswirkungen eines vermehrten Einsatzes von Zuckerrüben als Spitzenlast-Substrat in Biogasanlagen“ (Förderkennzeichen BE/16/02).

HyTech – Biologische Wasserstoffherzeugung für eine nachhaltige Energiewirtschaft

SÖREN KAMPHUS, JULIANA ROLF, TOBIAS WEIDE, ELMAR BRÜGGING

1 Einleitung

Die Bundesregierung geht in der Nationalen Wasserstoffstrategie von einer Verdoppelung des Wasserstoffbedarfs von aktuell 55 TWh/a auf bis zu 110 TWh/a im Jahr 2030 aus (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2020). Um die Nachfrage an nachhaltig produziertem Wasserstoff klimaneutral decken zu können, muss die Kapazität des in Deutschland produzierten Wasserstoffs gesteigert werden. Das durch das BMWi geförderte Forschungsprojekt „HyTech – Biologische Wasserstoffherzeugung für eine nachhaltige Energiewirtschaft“ erforscht die biologische Wasserstoffproduktion mithilfe der dunklen Fermentation. Die dunkle Fermentation stellt einen der ökologischsten Herstellungspfade von Biowasserstoff dar, da ungenutzte Rest- und Abfallstoffe genutzt und energetisch verwertet werden.

Im Projekt werden innovative Reaktorkonzepte untersucht, um die Ausbeute und Effizienz des Verfahrens zu verbessern. In Abbildung 1 ist das Schema des Verfahrens dargestellt. Die räumliche Trennung des Biogasprozesses in zwei Stufen ermöglicht die biologische Produktion von Wasserstoff mittels dunkler Fermentation in der ersten Stufe und die anschließende Produktion von Methan in der nachgeschalteten zweiten Stufe.

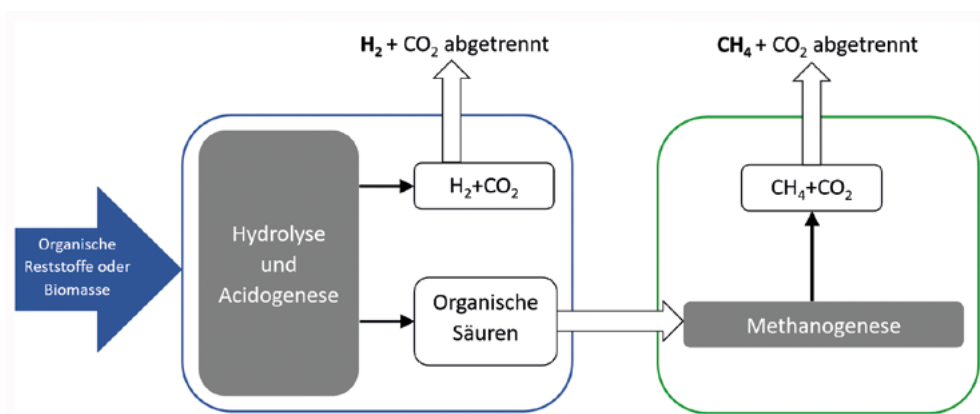


Abb. 1: Schematische Darstellung des 2-stufigen Systems (© FH Münster)

Das untersuchte Verfahren zeichnet sich durch die besonders moderaten Prozessbedingungen von 60 °C und unter Umgebungsdruck aus. Bereits etablierte Wasserstoffproduktionsverfahren wie die Hochtemperatur-Elektrolyse oder die Dampfreformierung, die bei bis zu 1.700 °C und 300 bar betrieben werden, sind deutlich energieintensiver (Weide et al. 2019).

2 Projektziele

Das Projektkonsortium bestehend aus der FH Münster und den Unternehmen EMCEL GmbH und BlueMethano GmbH verfolgt im Forschungsprojekt HyTech folgende Ziele:

- Prozessstabilität und Verfahrenseffizienz durch innovative Reaktordesigns verbessern
- Nutzbares Reststoffspektrum für die dunkle Fermentation erweitern
- Nutzungsmöglichkeiten des erzeugten Biowasserstoffes darstellen
- Wirtschaftlichkeit des Verfahrens bewerten
- Entwicklung neuer Gasmestechnik für Biowasserstoff
- pH-Wert-Regulierung durch die Nutzung von Gülle

In mehreren Forschungsprojekten konnte die FH Münster bereits neue Erkenntnisse im Bereich der dunklen Fermentation sammeln. Im Projekt werden zwei unterschiedliche Reaktorkonzepte für die erste Stufe des Verfahrens erprobt, dazu zählt der Festbettreaktor und der Rührkesselreaktor mit einem Biomasserückhalt. Beide Reaktorkonzepte können durch den Rückhalt der Mikroorganismen die Gesamteffizienz des Verfahrens erhöhen.

Das Ingenieurbüro EMCEL bearbeitet die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Verfahrens, bewertet die Nutzungsmöglichkeiten des produzierten Wasserstoffs und greift dabei auf langjährige Erfahrung auf dem Gebiet zurück. Das Unternehmen BlueMethano entwickelt im Rahmen des Projektes ein neues Messgerät für die Versuchsanlagen zur Messung von kleineren Biowasserstoffvolumenströmen.

3 Ausblick

Das Projekt HyTech läuft insgesamt über drei Jahre und ist im August 2020 gestartet. Aktuell werden die beiden Versuchsanlagen im Technikum der FH Münster aufgebaut und in Betrieb genommen. Ende des Jahres 2021 werden die ersten Versuchsreihen durchgeführt und das von BlueMethano entwickelte Messegerät an den Versuchsanlagen erprobt.

Literatur

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): „Die Nationale Wasserstoffstrategie“. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&tv=20, Zugriff am 28.6.2021

Weide, T.; Elmar, B.; Wetter, C.; Ieradi, A.; Wichern, M. (2019): Use of organic waste for biohydrogen production and volatile fatty acids via dark fermentation and further processing to methane. *International Journal of Hydrogen Energy* 44, pp. 24110-24125

Förderhinweis

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Erhöhung der Wirkung und Transportwürdigkeit von Wirtschaftsdüngern durch gezielte Selektion enthaltener Nährstoffe (eN-Selekt)

PATRICE RAMM, KATJA ANDERMANN, ANDREA COLOMBO, MARIUS CONRADY,
ANGELIKA HANREICH, VINCENT PELENC

1 Hintergrund

Wirtschaftsdünger – wie Gülle, Mist und Gärreste aus Biogasanlagen – können ein großes Problem darstellen, wenn regional zu viel davon anfällt (Wetter und Brüggling 2019). Entsprechend der aktuellen Düngegesetzgebung besteht die Pflicht zur Erstellung einer genauen Düngebedarfsermittlung. Außerdem gilt für alle organischen und organisch-mineralischen Dünger eine Ausbringobergrenze in Höhe von 170 kg Stickstoff je Hektar und Jahr. Eine damit verbundene Herausforderung ist das bestehende regionale Gefälle in Aufkommen und Bedarf an Nährstoffen. Es können sich weite Transportwege ergeben, um die geforderte gleichmäßige Nährstoffverteilung zu erreichen. Darüber hinaus ist trotz großer Mengen an nutzbaren Wirtschaftsdüngern meist eine zusätzliche Düngung erforderlich, da deren Mindestwirksamkeit geringer ist als bei mineralischen Düngern.

2 Lösungsansatz

Das Institut für Agrar- und Stadtökologische Projekte an der Humboldt-Universität zu Berlin (IASP) und die Biopract GmbH führen ein Forschungsprojekt durch, dessen Ziel es ist, die Leistungsfähigkeit praxisüblicher Separationsverfahren für Gärreste, die in der Regel unselektiv sind (Burgstaler et al. 2017), dahingehend zu erweitern, dass eine gezielte Verlagerung der Nährstoffe Stickstoff und Phosphor möglich wird. Organisch gebundenes Phosphat soll freigesetzt werden und unter Bindung von Ammoniumstickstoff ($\text{NH}_4\text{-N}$) in gut pflanzenverfügbares Magnesiumammoniumphosphat (MAP) überführt werden. Das MAP gelangt während der Separation in die feste Fraktion. Eine Optimierung der Separation hinsichtlich des Wassergehaltes der festen Fraktion wird zusätzlich angestrebt.

Basis für diesen Ansatz ist die Entwicklung eines innovativen Enzympräparates, in dem Enzymaktivitäten so kombiniert werden, dass Nährstoffe gezielt freigesetzt werden und die Abpressbarkeit des Gärrestes verbessert wird. Des Weiteren wird in Separations-

versuchen ein Verfahren zum Einsatz des neuen Enzympräparates unter praxisüblichen Bedingungen entwickelt. Der Hauptfokus liegt dabei auf gängigen Separationstechniken wie Schneckenpresse und (Dekanter-)Zentrifuge.

Durch den Einsatz des enzymatischen Additivs im entwickelten Verfahren soll eine Optimierung der Aufbereitung von Wirtschaftsdüngern erreicht werden.

Entwicklungsziele

- Reduzierung der Konzentration an $\text{NH}_4\text{-N}$ in der flüssigen Gärrestfraktion
- Aufwertung der festen Fraktion zu einem hochwertigen, marktfähigen Dünger
- Etablierung eines Verfahrens unter Einsatz praxisüblicher Separationsanlagen

3 Zwischenfazit

Bisherige Laboruntersuchungen führten zu folgenden Ergebnissen:

- Geeignete Enzyme zur Spaltung organischer Phosphorverbindungen im Gärrest wurden gefunden. Die verfügbare Phosphatkonzentration im untersuchten Gärrest konnte um bis zu 27 % erhöht werden.
- Die Konzentration an $\text{NH}_4\text{-N}$ in der flüssigen Gärrestfraktion konnte durch MAP-Fällung um ca. 70 % reduziert werden. Das zur Bildung des MAP benötigte Phosphat wurde bei den durchgeführten Modellversuchen in Form von KH_2PO_4 -Salz als (externe) Quelle zugeführt.
- Die Entwässerung von Gärresten in Abhängigkeit von der stofflichen Zusammensetzung konnte verbessert werden. Dies führte im Versuchsaufbau (Abb. 1) zur Reduzierung der Masse der festen Fraktion um bis zu 11 %.

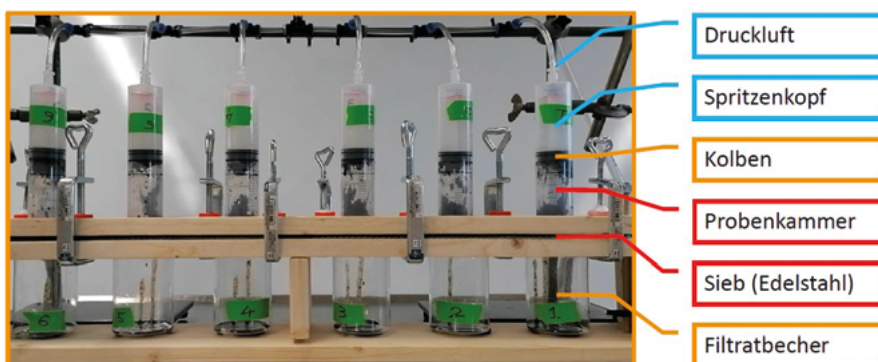


Abb. 1: Separation von Gärresten im Labormaßstab mittels Parallelpresse (© A. Colombo)

Die Voraussetzungen für den beschriebenen Lösungsansatz wurden damit erreicht. Im nächsten Schritt soll die enzymatisch katalysierte Spaltung von Phosphorverbindungen im Gärrest als (interne) Quelle für das benötigte Phosphat in die MAP-Fällung eingebunden werden. Außerdem soll eine Übertragung dieses Verfahrens auf die Gärrestseparation unter Praxisbedingungen erfolgen.

Literatur

- Burgstaler, J.; Wiedow, D.; Kanswohl, N. (2017): Gärrestaufbereitung – Restgaspotentiale und Erfahrungswerte aus der Praxis. Universität Rostock, Fakultät Agrar- und Umweltwissenschaften
- UBA (2019): Aktuelle Entwicklung und Perspektiven der Biogasproduktion aus Bioabfall und Gülle. Umweltbundesamt, Texte 41, Dessau-Roßlau
- Wetter, C.; Brüggling, E. (2019): Mest op Maat – Nachhaltiger Dünger nach Maß, Deutsche Broschüre. Fachhochschule Münster, Labor für Umwelttechnik

Förderhinweis

Das beschriebene Vorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert. Die Förderung erfolgt aus dem Zentralen Innovationsprogramm Mittelstand (ZIM), Projektträger ist die AiF Projekt GmbH, FKZ: ZF4113508SA9 (IASP) und ZF4003704SA9 (Biopract GmbH).

Reststoffverwertung zur Erzeugung von Biogas

MARION SCHOMAKER, TOBIAS WEIDE, ELMAR BRÜGGING

1 Hintergrund

Aufgrund der zeitlich begrenzten Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) stehen viele Biogasanlagenbetreiber vor der Frage, wie sie ihre Anlage zukunftsfähig aufstellen und die Wirtschaftlichkeit der Anlage steigern können. Dabei spielt auch die Erweiterung des Substratmixes und die Einhaltung von Grenzwerten eine wichtige Rolle. In Bezug auf die eingesetzten Getreidekorn- und Maismengen als Substrat gilt für neu bezuschlagte Biogasanlagen ein jährliches Limit von maximal 40 Massenprozent (EEG 2021). Der vermehrte Einsatz von Reststoffen ist sowohl zur Erweiterung als auch für die Einhaltung der beschriebenen Grenzwerte eine Lösung. Reststoffe im Sinne von landwirtschaftlichen Nebenprodukten sind oftmals günstige Substrate, allerdings ohne Vorbehandlung nur relativ schwer vergärbar. Daher bedarf es geeigneter Vorbehandlungsmethoden, die zum einen die Effektivität der Vergärung steigern und zugleich ökonomisch und ökologisch überzeugen.

2 Zielsetzung und Vorgehensweise

Im Rahmen des Projektes „BioReSt – Regionale Vorbehandlungskonzepte zur nachhaltigen Reststoffnutzung in Biogasanlagen“ werden unterschiedliche Reststoffe zunächst im Labormaßstab untersucht. Zu Beginn des Projektes wurden dazu exemplarisch für verschiedene Reststoffkategorien eine Auswahl von sechs Reststoffen getroffen: strohhaltiger Pferde- und Rindermist, Gersten- und Rapsstroh, Kartoffelkraut und Grasschnitt. In einer ersten Versuchsreihe ist systematisch der Effekt verschiedener Kombinationen aus mechanischer, basischer und enzymatischer Vorbehandlung auf die Vergärung bzw. den Methanertrag der sechs Reststoffe untersucht worden. Dazu wurden alle Substrate zunächst mechanisch mit einem Prallreaktor zerkleinert. Anschließend erfolgte die basische Behandlung mit Ammoniak und die biologische Behandlung mit einer Enzymmischung.

Mit der ersten Screening-Reihe wurde bei der Substratvorbehandlung die Zugabemenge an Ammoniak, die Temperatur und die Enzymdosierung variiert. Als Auswertungsgrößen wurden die Gasproduktion und die Methanerträge der vorbehandelten Proben mit den Ergebnissen der ausschließlich zerkleinerten Proben verglichen (Abb. 1). Zusätzlich wurden die Versuchseinstellungen hinsichtlich ihres Effektes auf die Methanerträge statistisch untersucht. Basierend auf diesen Vergleichen wurden die angewandten Methoden für jeden Reststoff individuell optimiert.

Im Anschluss an die Versuche im Labormaßstab werden die erfolgreichen Methoden in den kontinuierlichen Maßstab übertragen, mit dem Ziel Praxisversuche durchzuführen und somit insbesondere mit dem Projektpartner AGRAVIS Raiffeisen AG Konzepte und Empfehlungen direkt in die Praxis zu entwickeln.

3 Zwischenergebnisse

- In den Versuchsreihen mit den Substraten Pferdemist und Gerstenstroh erreichten die Ansätze mit dem zerkleinerten Probenmaterial spezifische Methanerträge bezogen auf den organischen Trockenrückstand (oTR) von 283 und 278 L_N/kg_{oTR}. Die zusätzlich basisch und enzymatisch behandelten Versuchsansätze führten zu keinen signifikanten Methanmehrerträgen.
- Die Kombination aus mechanischer und schließlich basischer und enzymatischer Behandlung führte bei den Substraten Kartoffelkraut, Rapsstroh, Gras und Rindermist zu einer Steigerung des Methanertrages um 8 bis 28 Vol.-% (Abb. 1)
- Auf Basis der statistischen Auswertung der Versuchsergebnisse und unter Berücksichtigung praxisrelevanter Faktoren wurden Optimierungskonzepte für die Substrate Rindermist, Kartoffelkraut, Rapsstroh und Gras erstellt. Mit reduziertem Chemikalien- und Energieeinsatz wurden vergleichbare Methanmehrerträge erzielt.

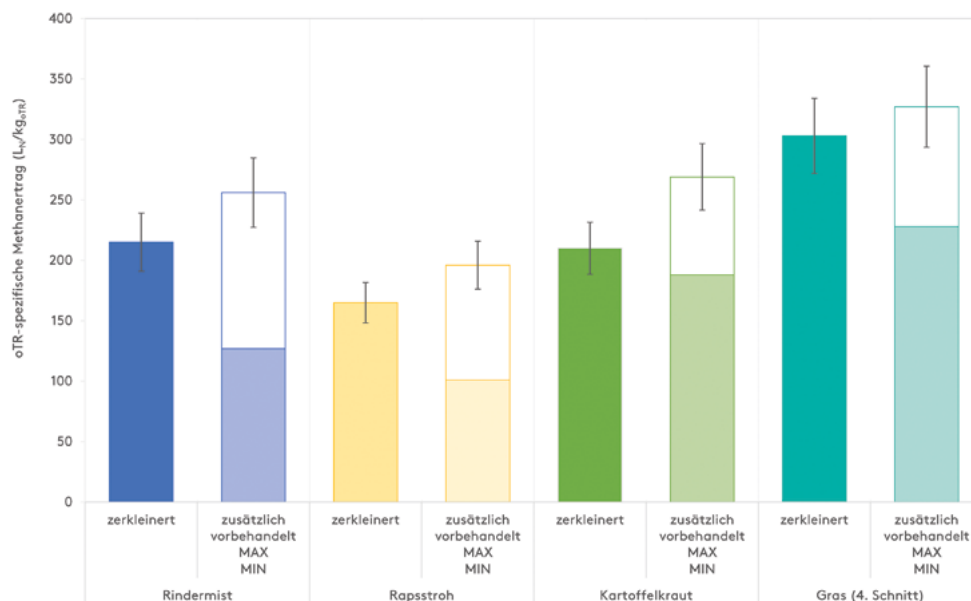


Abb. 1: Vergleich der oTR-spezifischen Methanerträge der zerkleinerten Proben mit den zusätzlich basisch und enzymatisch vorbehandelten Proben

4 Ausblick

Auf Basis der Ergebnisse mit den optimierten Vorbehandlungskonzepten wurden die Substrate Rapsstroh, Gras und Rindermist für weitere Optimierungsversuche ausgewählt. Die weiteren Versuche haben das Ziel die Vorbehandlungsmethodik praxisnah zu gestalten und umzusetzen. Unter Berücksichtigung ökonomischer, ökologischer und regionaler Aspekte ist anschließend der Transfer in den kontinuierlichen Maßstab geplant.

Förderhinweis

Gefördert wird das Projekt durch die Bundesrepublik Deutschland Zuwendungsgeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Ein „Wireless Sensor Network“ zur Prozesscharakterisierung in Biogasfermentern

LUKAS BUNTKIEL, CHRISTOPH BUDELMANN, ANDREAS HELLER, SVEN ANNAS,
SEBASTIAN REINECKE, UWE HAMPEL

1 Einleitung

Um Biogasfermenter effizient zu betreiben, sind Kenntnisse über die Durchmischung und die Strömungsvorgänge zwingend erforderlich. So können Optimierungspotenziale bezogen auf die Vermischung, aber auch auf die Biogasausbeute und Energieeinsparung identifiziert werden. Aufgrund der Beschaffenheit der Fermenter (große Abmessungen, Stahlbeton) und des Biosubstrats (nicht opakes Fluid) gibt es derzeit kein Messsystem, um Strömungen und räumlich verteilte Prozessparameter zu vermessen.

An dieser Stelle setzt das im Projekt „NeoBio“ (FKZ 22032618) entwickelte Konzept eines Wireless Sensor Network (WSN) bestehend aus instrumentierten, strömungsfolgenden Sensorpartikeln mit einer drahtlosen Ankopplung an feste Ankerknoten an, das im Folgenden vorgestellt wird.

2 Konzept

Das WSN basiert auf dem von Reinecke und Hampel (2021) entwickelten Konzept strömungsfolgender Sensorpartikel und der Lokalisierung der Sensorknoten mittels Ultrabreitbandtechnologie (UWB), die von der FH Münster in einem Vorgängerprojekt ebenfalls für Anwendungen in Biogasfermentern entwickelt wurde. Die Ortungstechnik wird im NeoBio-Projekt erweitert und mit den strömungsfolgenden Sensorpartikeln kombiniert (Abb.1). Ziel der aktuellen Arbeiten ist es, eine Bewegungsverfolgung im getauchten Zustand auf Basis von Inertialsensorik und des Drucksensors zu entwickeln. An der Fluidoberfläche wird zusätzlich eine Lokalisierung über das UWB-Modul durchgeführt. Über die Bewegungsverfolgung lassen sich dann sowohl räumlich verteilte Prozessparameter messen als auch Eigenschaften der Strömungen im Behälter, wie z.B. Verweilzeiten, Zirkulationszeiten und Totzonen, ableiten. Eine Tarier- und Auftriebseinheit auf Basis einer ausfahrbaren Membran passt die Dichte des Sensorpartikels der Dichte des Fluids an und kann den Sensorpartikel gezielt Auf- und Abtauchen lassen. Der Sensorpartikel ist kugelförmig mit einem Außendurchmesser von 90 mm. Der grundsätzliche Ablauf einer Messung ist in Abbildung 2 dargestellt.

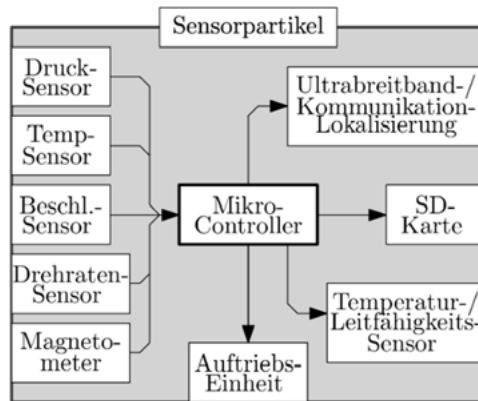


Abb. 1: Komponenten des Sensorpartikels (© Buntkiel)

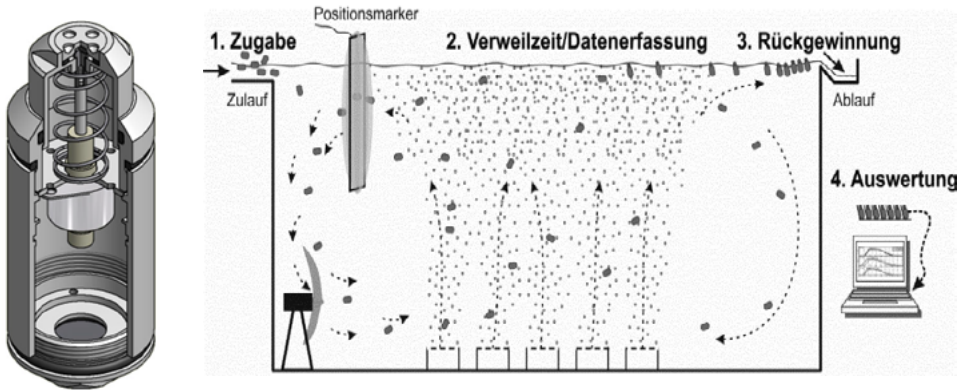


Abb. 2: Sensorpartikel aus Reinecke et al. und Einsatzschema des WSN (© Reinecke)

3 Fazit

Erste Untersuchungen zur Bewegungsverfolgung zeigen, dass es möglich ist, permanent Orientierung und Beschleunigung des Sensorpartikels in Bezug auf den Prozessbehälter mithilfe eines linearisierten Kalmanfilters zu bestimmen (Buntkiel, Reinecke und Hampel 2021). Zusammen mit bereits bekannten Methoden zur Strömungsanalyse mit Sensorpartikeln verspricht das Konzept ein breites Anwendungspotenzial.

Literatur

- Annas, S.; Scholz, J.; Glösekötter, P.; Jantzen, H.-A.; Wetter, C. (2019): Vorhabensbezeichnung: IngenieurNachwuchs2014: Ein neues Entwicklungswerkzeug für die Optimierung von Rührsystemen in Biogas-Fermentern unter Einsatz der Wireless Sensor Networks(WSN)-Technik in Kombination mit CFD : Schlussbericht : Berichtszeitraum: 01.11.2014 bis 31.12.2018. Fachhochschule Münster
- Buntkiel, L.; Reinecke, S.; Hampel, U. (2021): B6.3 Towards Standalone Attitude Estimation for Instrumented Flow Followers. In: SMSI 2021 Sensors and Instrumentation, pp. 141–142, doi: 10.5162/SMSI2021/B6.3
- Reinecke, S. F.; Hampel, U. (2016): Instrumented flow-following sensor particles with magnetic position detection and buoyancy control. J. Sens. Syst. 5, pp. 213–220, <https://doi.org/10.5194/jsss-5-213-2016>

Förderhinweis

Gefördert durch: Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft auf Grund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages (FKZ 22032618).

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



SYPOX: Wasserstoffherstellung durch elektrische Biogasreformierung

JOHANNES LUTZ, ADRIAN RIENDL, GIANLUCA PAULETTO

1 Einleitung

Der Klimawandel zählt zu den größten Herausforderungen der Menschheit. Vor allem in der Energiewirtschaft sind weitreichende Veränderungen nötig, um die Ziele der Energiewende, d.h. eine drastische Reduktion der Treibhausgasemissionen, zu erreichen. Bereits heute weist Strom aus Solar- oder Windenergie geringere Gestehungskosten auf als Strom, der durch die Verbrennung fossiler Energieträger oder von Biogas erzeugt wird (Holladay et al. 2009, Deloitte 2018). In den vergangenen Jahren leistete die Biogasindustrie einen erheblichen Beitrag zur Gewinnung von grünem Strom. Allerdings verliert die biogene Stromerzeugung aufgrund des günstiger werdenden Solar- und Windstroms ihre Wettbewerbsfähigkeit. Für die Zeit nach Auslaufen der EEG-Subventionen benötigen die Biogasanlagenbetreiber ein neues Geschäftsmodell, das anstatt auf ineffizienten Verbrennungsprozessen auf einer stofflichen Biogasnutzung basiert. In Ländern, in denen große Biogasanlagen dominieren, erfolgt eine Umstellung von der Stromerzeugung auf die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan. Dies stellt jedoch für kleine Biogasanlagen, die beispielsweise in Deutschland vorherrschend sind, keine wirtschaftliche Lösung dar. Die dezentrale Herstellung von grünem Wasserstoff durch Biogasreformierung ist für Biogasanlagen mit geringer Produktionskapazität die lukrativere Alternative. Biogas kann mithilfe diverser Technologien wie der Dampfreformierung, der autothermen Reformierung oder der partiellen Oxidation in Wasserstoff umgewandelt werden. SYPOX entwickelt mit seiner elektrisch beheizten Reformierungsanlage eine weitere innovative Technologie.

2 Sektorkopplung durch elektrische Biogasreformierung

Für Biomethan bieten sich derzeit mehr Anwendungsmöglichkeiten als für grünen Wasserstoff. Die Verwendung von Biomethan ist ineffizient, da es in Verbrennungsmotoren mit geringem Wirkungsgrad zum Einsatz kommt. Wasserstoff kann in um nahezu den Faktor 2 effizienteren Brennstoffzellen verwendet werden (U.S. Department of Energy). Gemäß einer Well-to-Wheel-Analyse erreichen Biomethananwendungen eine Gesamteffizienz von 15 %, Wasserstoff dagegen 23 % (Europäische Kommission 2020).

Weiterhin bergen Methanleckagen eine erhebliche Umweltgefahr, da das Treibhauspotenzial von Methan (CH_4) um das 25-Fache über dem von CO_2 liegt. Wird dage-

gen Biogas unmittelbar an der Biogasanlage in Wasserstoff umgewandelt, kann diesen Gefahren einfach und verlässlich vorgebeugt werden. Das Treibhauspotenzial von Wasserstoff ist im Vergleich zu Methan um über 75 % geringer, was eine höhere Transport-sicherheit gewährleistet (Derwent et al. 2001, IPCC 2015). Die Umwandlung von Biogas in grünen Wasserstoff ist mit geringeren Investitionskosten als die Biomethanaufbereitung verbunden. Zusätzlich handelt es sich bei grünem Wasserstoff um ein im Vergleich zu Biomethan höherwertiges Produkt. Der Marktpreis für Biogas liegt bei ca. 0,25 € Nm⁻³. Pro Nm³ können ca. 0,5 Nm³ Biomethan gewonnen werden, was bei einem typischen Biomethanmarktpreis von ca. 65 bis 80 € MWh⁻¹ ca. 0,4 € entspricht. Die Umwandlung von Biogas in Wasserstoff ermöglicht eine Ausbeute von 1,8 Nm³ Wasserstoff pro Nm³ Biogas. Bei einem Wasserstoffpreis von 5 € kg⁻¹ entspricht dies 0,8 €. Die Wasserstoff-ferzeugung ist damit gewinnbringender. Unsere elektrische Reformierungsanlage vereinfacht Fertigung und Betriebsweise der Wasserstoffherzeugungsanlage. Dies ermöglicht Biogasanlagenbetreibern, die Anlage selbstständig und mit geringem Personaleinsatz zu betreiben. Bei Biogaskosten zwischen 40 und 60 € MWh⁻¹ ermöglicht SYPOX im Vergleich zur Elektrolyse den kostengünstigsten Herstellungspfad für grünen Wasserstoff, solange der Preis für grünen Strom 40 € kWh⁻¹ nicht unterschreitet.

Auf einer Biogasanlage kann das bereits vorhandene Blockheizkraftwerk (BHKW) zur Erzeugung des für die SYPOX-Anlage erforderlichen grünen Stroms weiter genutzt werden (Abb. 1). Der Gesamtwirkungsgrad dieser Anordnung beträgt ca. 70 %. Zudem kann Strom je nach Bedarf des Stromnetzes entweder bereitgestellt oder zur Wasserstoffproduktion aus diesem entnommen werden. Mithilfe einer intelligenten Energiesteuerung wird der aus dem Fermenter austretende Biogasstrom in zwei Teilströme flexibel und abhängig von der momentanen Verfügbarkeit von Netzstrom aufgeteilt. Die hierdurch realisierte Sektorkopplung führt zu geringeren Betriebskosten und eröffnet dem Anlagenbetreiber eine zusätzliche Einnahmequelle aus der Stromnetzstabilisierung.

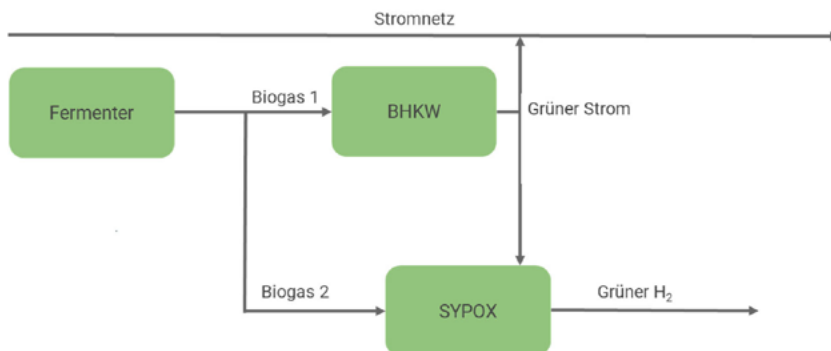


Abb. 1: Sektorkopplung durch Kombination von SYPOX und Biogasanlage

3 Fazit

Im Vergleich zur Biomethanaufbereitung sowie alternativen Technologien zur Wasserstoffherstellung aus Biogas erreicht SYPOX höchste Wirkungsgrade, die beste Wirtschaftlichkeit und die geringste Umweltbelastung. Das Konzept der Sektorkopplung wird durch flexible Herstellung von Wasserstoff und Strom verwirklicht.

Literatur

- Deloitte (2018): Strommarktstudie 2030 – Ein neuer Ausblick für die Energiewirtschaft
- Derwent, R. G.; Collins, W. J.; Johnson, C. E.; Stevenson, D. S. (2001): Transient Behaviour of Tropospheric Ozone Precursors in a Global 3-D CTM and Their Indirect Greenhouse Effects. *Climatic Change* 49, pp. 436–487
- Europäische Kommission (2020): JEC WTW, JRC Science for Policy Report
- Holladay, J. D.; Hu, J.; King, D. L.; Wang, Y. (2009): An Overview of Hydrogen Production Technologies. *Catalysis Today* 139(4), pp. 244–260
- IPCC (2015): Fünfter Sachstandsbericht. <https://www.de-ipcc.de/270.php>, Zugriff am 29.6.2021
- U.S. Department of Energy: Hydrogen Basics. https://afdc.energy.gov/fuels/hydrogen_basics.html, Zugriff am 31.05.2021

Hinweis

SYPOX ist eine Ausgründung der Technischen Universität München und dort an den Lehrstuhl für Technische Chemie II unter Leitung von Prof. Johannes Lercher angegliedert. Mit der Bayerngas GmbH besteht seit März 2021 eine Kooperationsvereinbarung. Im Jahr 2020 nahm SYPOX am SET Mentoring der Deutschen Energieagentur (DENA) teil.

Braunkohle als Additiv in Güllekleinanlagen

ANNA LEITHÄUSER, NICO SCHNEIDER, MANDY GERBER

1 Einleitung

Die Vergärung von Wirtschaftsdünger in einer Biogasanlage kann einerseits zur Bereitstellung von Energie genutzt werden, andererseits ergeben sich hierdurch überwiegend positive Veränderungen der Düngewirkung. Nichtsdestotrotz stellen hohe Ammoniakverluste und Transportkosten des Gärrestes eine Herausforderung dar (Fidel et al. 2017). Durch die Zugabe von Braunkohle zur Monovergärung in Güllekleinanlagen soll die Adsorption wichtiger Pflanzennährstoffe an der Kohle ermöglicht werden. In einer anschließenden Phasentrennung entsteht hierbei ein festes, transportwürdiges Düngemittel. Neben der verbesserten Nährstoffnutzung sollen zudem die Auswirkungen der Zugabe von Braunkohle auf die Biogasausbeute untersucht werden.

2 Batchversuche zur Co-Vergärung

2.1 Methode und Untersuchungsrahmen

Ziel der Versuchsreihe war es, den Einfluss unterschiedlicher Braunkohlepartikel auf die Biogasproduktion sowie die Stickstoffadsorption in Güllekleinanlagen zu ermitteln. Als Substrat sowie Impfschlamm wurde gesiebte Rindergülle und als Additiv Braunkohle aus dem rheinischen Revier verwendet. Die Braunkohle wurde in die Partikelgrößenfraktionen 0–450 μm (A), 450–1250 μm (B), 1.250–2.500 μm (C) und 2.500–5.000 μm (D) unterteilt. Der Massenanteil der unbehandelten Braunkohle betrug in allen Ansätzen, abgesehen von einem Referenzansatz mit reiner Rindergülle, 3,75 Gew.-% bezogen auf den gesamten Fermenterinhalt. Die Versuchsdauer belief sich auf 44 Tage. Die Phasentrennung wurde mittels einer Tischzentrifuge durchgeführt.

2.2 Ergebnisse

Für Verweilzeiten < 30 Tage konnte eine Steigerung des Methanertrags durch die Hinzugabe von Braunkohle gemessen werden. Durchschnittlich für alle Korngrößen ergab sich eine maximale Steigerung des Methanertrags um +35,5 % nach 27 Versuchstagen. Die maximale Zunahme des Methanertrags wurde für Korngrößen bis 1.250 μm (Fraktionen A und B) beobachtet. Mit steigender Versuchsdauer verringert sich die Steigerungsrate verglichen mit dem Referenzansatz mit reiner Rindergülle und beträgt zum

Ende des Versuches im Durchschnitt aller verwendeten Partikelgrößen +4,7 %, wobei das Maximum von +7,2 % durch die kleinste Partikelgröße (Fraktion A) erzielt wurde. Der Gesamtstickstoffgehalt (TN) der festen und flüssigen Phase sowie die Massenbilanz der Phasentrennung wurden genutzt, um die Menge an TN in der festen Phase bezogen auf den gesamten Fermenterinhalt zu bestimmen. Hierbei ergibt sich eine durchschnittliche Erhöhung des Stickstoffs in der festen Phase um +63,5 %. Tendenziell kann eine Erhöhung der Stickstoffadsorption für größere Partikelgrößen (Fraktionen C und D) beobachtet werden (Abb. 1).

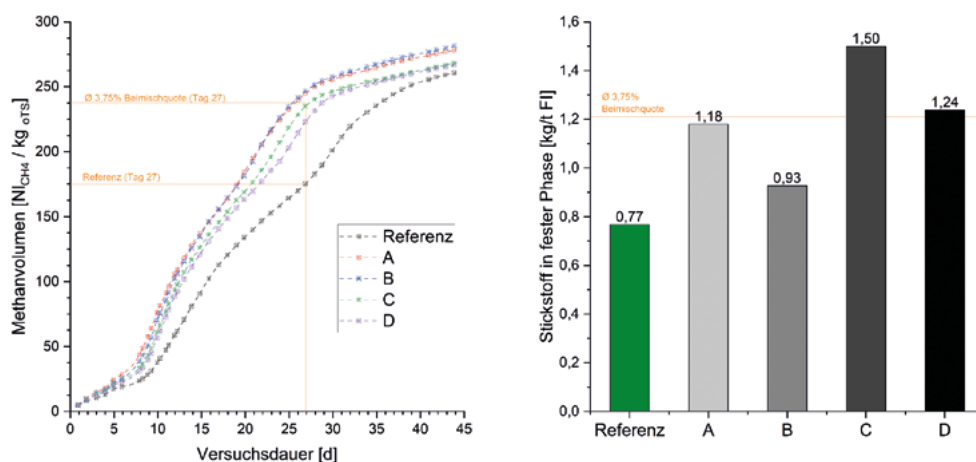


Abb. 1: Produziertes Methanvolumen und Gesamtstickstoffgehalt der festen Phase des Referenzansatzes und der Ansätze mit 3,75 % Braunkohle bei unterschiedlichen Partikelgrößen (A-D)

3 Fazit

In den hier durchgeführten Batchversuchen konnte durch die Zugabe von Braunkohle zur Güllemonovergärung eine deutliche Beschleunigung der Abbaukinetik sowie eine Erhöhung des Gesamtstickstoffes in der festen Phase des Fermenterinhalt nachgewiesen werden. Zur Validierung dieser Ergebnisse sollen in der Folge kontinuierliche Versuche durchgeführt werden. Hinsichtlich der Partikelgröße ergibt sich keine eindeutige Präferenz aus der Steigerung des Methanertrags und der Nährstoffadsorption, weshalb hier weitere Auswahlkriterien, wie der jeweilige Energiebedarf für die Zerkleinerung und Phasentrennung, herangezogen werden können.

Literatur

Fidel, R. B.; Laird, D. A.; Thompson, M. L.; Lawrinenko, M. (2017): Characterization and quantification of biochar alkalinity. *Chemosphere* 167, pp. 367–373

Förderhinweis

Das Projekt wird im Rahmen der Doctoral School „Closed Carbon Cycle Economy“ als Teil des gleichnamigen Research Departements durch das Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen gefördert.

Propfenstromreaktorbasierte Hydrolysevorstufe mit Gradientenüberwachung in der Flüssigphase

THERESA MENZEL, PETER NEUBAUER, STEFAN JUNNE

1 Einleitung

Die Flexibilisierung der Substratnutzung an Biogasanlagen hin zu einem erhöhten Anteil biogener Reststoffe aus der Landwirtschaft ermöglicht eine nachhaltige Betriebsweise und einfachere Einbindung in regionale Stoffkreisläufe. Um den Aufschluss von schwer vergärbaren landwirtschaftlichen Substraten zu unterstützen, werden ultraschallgestützte, thermische, chemische und mechanische Verfahren genutzt. Eine Alternative zu diesen Methoden stellt die mikrobielle Hydrolyse dar, die oftmals parallel zu den weiteren Umwandlungsstufen in einem klassischen runden Vergärer stattfindet. Allerdings kann die Hydrolyse auch separat in einem Vorvergärer erfolgen, unter Bedingungen, die besser für eine Anreicherung hydrolytischer Organismen geeignet sind. Hier bestehen allerdings bis heute keine standardisierten Verfahren, diese Vorvergärer werden in der Regel auch nicht oder kaum überwacht und gesteuert (Menzel et al. 2020).

2 Projektbeschreibung

In diesem Projekt wird untersucht, inwiefern eine auf einem Pfropfenstromreaktor basierte mikrobielle Hydrolysevorstufe als Säurefermentation bei niedrigem pH-Wert eine geeignete Vorbehandlung vor der Einspeisung in den Hauptgärer darstellt. Um den Prozess besser überwachen zu können, wird nicht nur an einer Position, sondern an mehreren Positionen entlang des Reaktors der pH-Wert, das Redoxpotenzial und die Leitfähigkeit gemessen. Dies ermöglicht eine gradientenbasierte Überwachung. Ziel dieser Arbeit ist es, die Eignung dieser Methode für die Bestimmung der Prozessperformance (insbesondere der hydrolytischen Aktivität im Reaktor) zu ermitteln, gegebenenfalls für die Prozessüberwachung zu nutzen und so ein robustes Verfahren als Hydrolysevorstufe darzustellen.

3 Fazit

Die Pfropfenstromreaktoren wurden kontinuierlich mit Ganzpflanzenmaissilage mit 14 und 7 Tagen hydraulischer Verweilzeit bei einer Beladungsrate von 4 kg oTM/(m³ d) bis zur Stabilisierung eines stationären Zustandes betrieben. Zusätzlich wurde die Flüssigphase zum Teil rezirkuliert, wobei 20 Vol-% der Wasserzugabe durch die aktive Flüssigkultur vom Reaktorausgang ersetzt wurden.

In den Pfropfenstromreaktoren wurde eine gute Hydrolyseeffizienz von 35 % des totalen oxidierbaren Kohlenstoffes (COD) erzielt, 80 % der löslichen Metabolite wurden zu kurzkettigen Carboxylsäuren umgewandelt. Hierbei dominierte Buttersäure. Die Carboxylsäuren können anschließend nach Bedarf in Biogasanlagen eingespeist werden und sorgen für einen schnelleren, effizienteren und leichter kontrollierbaren Biogasprozess.

Der Einfluss der Verweilzeit und der Rezirkulation ist deutlich sichtbar und kann mit in Echtzeit überwachten Prozessparametern beschrieben werden. Anhand der Gradientenüberwachung, insbesondere der Leitfähigkeit in der Flüssigphase, lässt sich die Prozesseffizienz räumlich aufgelöst gut beurteilen. Dies ermöglicht die Optimierung der hydraulischen Verweilzeit und der Beladungsrate in Abhängigkeit der Hydrolyse des jeweils zugefütterten Substrats. Somit birgt diese Anwendung für Biogasanlagen großes Potenzial, insbesondere da die mikrobielle Hydrolyse mit der dargestellten Überwachungsmethode eine gute Anpassungsfähigkeit an Substrat- und Beladungswechsel besitzt und somit flexibel einsetzbar ist.

Literatur

Menzel, T.; Neubauer, P.; Junne, S. (2020): Role of Microbial Hydrolysis in Anaerobic Digestion. *Energies* 13, p. 5555, <https://doi.org/10.3390/en13215555>

Förderhinweis

Das Projekt „Hydroflex“ wird vom Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft unter der Projektträgerschaft der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) gefördert (Förderkennzeichen: 22039818).

CO₂ in der Maische als Prozessindikator in Praxis-Biogasanlagen

ANDREAS REMBOLD, SHARIF AHMED, KERSTIN MAURUS, MARIAN KAZDA

1 Einleitung

Die Echtzeiterfassung des Kohlenstoffdioxid-Partialdrucks (pCO₂) in Lösungen wurde benutzt, um die biologische Stabilität in der Biogasmätsche zu beurteilen. Bisherige Versuche in Laborreaktoren haben zu vielversprechenden Resultaten geführt. Die Technologie wurde nun in der Biogaspraxis eingesetzt.

2 Methoden und Ergebnisse

2.1 Langzeit-Praxistest

Mehrere pCO₂-Messsysteme wurden in verschiedenen Biogasanlagen eingebaut. Parallel zu den Messungen wurden die jeweiligen Gärtemperaturen sowie Vergleichswerte wie pH-Werte, FOS/TAC und organische Fettsäuremuster erhoben.

2.2 Resultate

Es konnten auffällige Veränderungen des pCO₂-Wertes, welche zeitlich mit besonderen Ereignissen zusammenfielen, identifiziert werden. Diese lassen sich in Änderungen in der Substratbeschickung und in Eintrag von Umgebungsluft in den Fermenterraum unterteilen.

Bei einer Änderung der Substratbeschickung reagiert der pCO₂-Wert auf die zugeführte Substratmenge (Abb. 1).

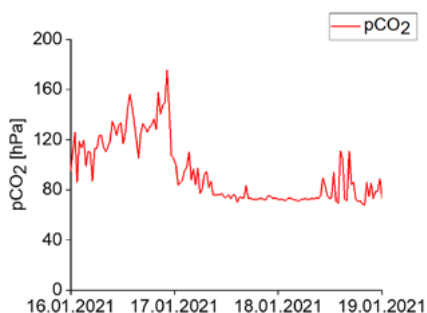


Abb. 1: Absinken des pCO₂-Wertes während eines Ausfalls der Substratbeschickung

Am 17.01.2021 fiel die Substratzufuhr aus, was einen sofortigen Abfall der pCO₂-Werte im Fermenterinhalt zur Folge hatte. Diese wiesen für fast 24 Stunden kaum Schwankungen auf. Die Wiederaufnahme der Fütterung am 19.01. zeigte sich durch leichte Ausschläge der Messwerte.

Eine Leckage am Fermenterdach einer Anlage verursachte einen raschen und unmittelbaren Anstieg des pCO₂-Wertes. Der Eintrag des Luftsauerstoffs in den Fermenterraum hatte eine aerobe Produktion von Kohlenstoffdioxid zur Folge. Der Ausschlag des pCO₂-Wertes erfolgte ca. 12 Stunden bevor der Anlagenbetreiber am BHKW eine Biogasproduktionsminderung durch den Sauerstoffeintrag feststellte. Der pCO₂-Wert normalisiert sich nach der Reparatur der Leckage (Abb. 2).

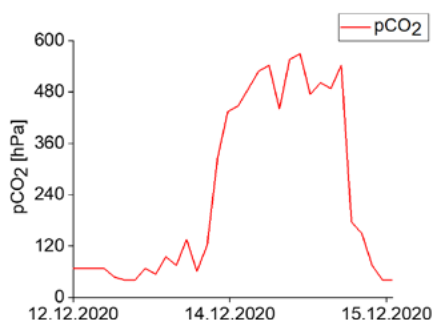


Abb. 2: Anstieg und Abfall des pCO₂-Wert über den Zeitraum einer Leckage mit Umgebungslufteintrag

3 Fazit

Änderungen in der Substratzufuhr werden durch Schwankungen der pCO₂-Werte im Fermenterinhalt angezeigt. Darüber hinaus führen Leckagen zu einem plötzlichen Anstieg der pCO₂-Werte. Damit kann der Kohlenstoffdioxid-Partialdruck in der Fermenterflüssigkeit zur Diagnose von Störungen im anaeroben Fermentationsprozess genutzt werden.

Förderhinweis

Die hier vorgestellten Ergebnisse sind Teil des vom Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft unter der Projektträgerschaft der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. geförderten Vorhabens „Automatische Überwachung der Prozessstabilität in Biogasreaktoren mittels CO₂-Partialdruck innerhalb der Reaktorflüssigkeit“ (FKZ 2219NR054). Weiterführende Messungen verfolgen das Ziel, den pCO₂-Wert zur Überwachung der Prozessstabilität in Biogasanlagen einzusetzen.

Intelligentes Pumpensystem zur Durchmischung von Biogasreaktoren

ANNE DEUTSCHMANN, GREGOR GANZER

1 Einleitung

Die Substrateinbringung und eine ausreichende Fermenterdurchmischung sind nach wie vor große Herausforderungen für den wirtschaftlichen Betrieb von Biogasanlagen – insbesondere dann, wenn strukturreiche biogene Reststoffe, wie Stroh und Festmist, eingesetzt werden. Hier setzt das Verbundvorhaben FlexPump an. Gemeinsam mit den Projektpartnern Vogelsang GmbH & Co. KG und A & U Service- und Vertriebs GmbH entwickelt das Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme (IKTS) ein intelligentes Pumpensystem zur hydraulischen Durchmischung von Biogasreaktoren, welches unter Praxisbedingungen getestet wird.

2 Entwicklung eines intelligenten Pumpensystems

2.1 Mischkonzept und Einbindung

Das neuartige Mischkonzept für den flexiblen und multifeedstockfähigen Betrieb von Biogasanlagen bei gesteigerter Wirtschaftlichkeit ist in Abbildung 1 dargestellt. Die Einbringung von frischem vorbehandeltem Substrat erfolgt tangential in den Reaktor. Um eine bessere Einmischung zu gewährleisten, wird das frische Substrat bereits vor Einbringung in den Fermenter mit Gärsubstrat vermischt. Das Gärsubstrat wird dabei in der Reaktormitte bodennah entnommen.

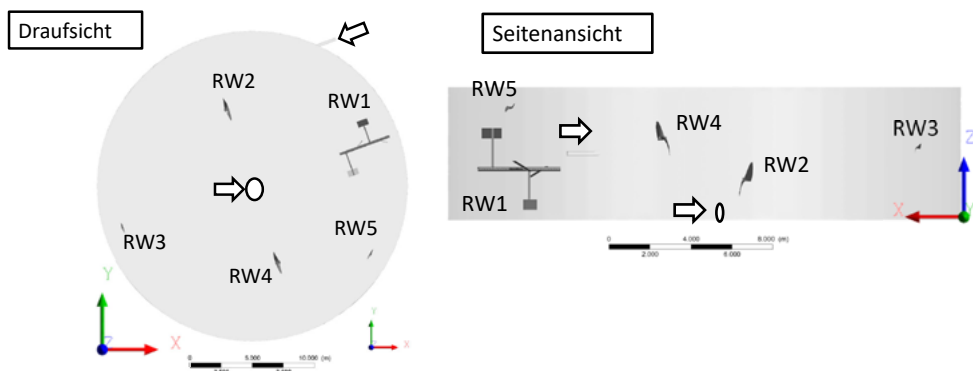


Abb. 1: Schematische Darstellung des Reaktors in Draufsicht (links) und Seitenansicht (rechts)

Mit der Misch- und Vorbehandlungstechnik erfolgt die Zerkleinerung langfaseriger Substrate wie Mist und Stroh. Gleichzeitig werden Störstoffe wie Sand und Steine abgetrennt und eine homogene Mischung erzeugt, die mit Excenterschneckenpumpen in den Fermenter gefördert wird.

2.2 Bewertung des Pumpensystems

Mittels prozesstomografischer Untersuchungen im kleintechnischen Maßstab konnte durch die Skalierung der betrachteten Biogasanlage das Konzept für die externe hydraulische Durchmischung bewertet werden. Parallel zu diesen Versuchen wurden numerische Strömungssimulationen durchgeführt.

An der realen Biogasanlage werden die Effekte des installierten Pumpensystems und der damit verbundenen Substratvorbehandlung anhand des Fließverhaltens im Fermenter, der Partikelgrößenverteilung, dem Biogasertrag und dem Eigenstrombedarf der Anlage bewertet. Einen Einfluss haben aber auch der stabile, wartungsarme Betrieb der Anlage und die reduzierten Prozessstörungen.

3 Fazit

Das Pumpensystem zur externen hydraulischen Durchmischung ist seit Oktober 2019 auf der Biogasanlage in Betrieb. Anhand der durchgeführten Untersuchungen konnte Folgendes nachgewiesen werden:

- Trotz deutlicher Erhöhung des Input-Anteils von Mist und einer damit verbundenen Zunahme des Trockensubstanzgehaltes konnte das Fließverhalten im Fermenter deutlich verbessert werden.
- Damit wurde die Durchmischung im Fermenter verbessert, Prozessstörungen verhindert und die Laufzeiten der Rührwerke konnten deutlich reduziert werden.
- Durch die Substratvorbehandlung wurde, neben der Reduktion der Faserlänge, auch ein weiterer Aufschluss erreicht, sodass der Biogasertrag gesteigert werden konnte.

Förderhinweis



Vielen Dank an unsere Projektpartner



Projekt „Emissionsarme Wirtschaftsdüngeraufbereitung“

VIKTOR KAISER, LUKAS STOHR, GISELA WINKLER, GERALD EBERTSCH

1 Motivation für das Projekt

Durch die Fortschreibung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und der Düngeverordnung (DüV) wird die Aufbereitung von Gärresten attraktiver.

Die Herausforderung: Bei der Trocknung von Gärresten entstehen Emissionen, insbesondere Ammoniakemissionen, die in Zukunft stark verringert werden müssen. Aus diesem Grund wurde das vom Bayerischen Staatsministerium für Umwelt und Verbraucherschutz geförderte Projekt „Emissionsarme Wirtschaftsdüngeraufbereitung“ initiiert. Ziel ist es, den Bestand und den Stand der Technik von Gärresttrocknern zu erfassen sowie sicherzustellen, dass Stickstoffverbindungen weitestgehend im erzeugten Düngemittel verbleiben und nicht über den Luftpfad als zusätzliche Ammoniakemissionen freigesetzt werden.

2 Projektergebnisse

2.1 Bestandserfassung: Erhebung der Art und Anzahl an Gärrestauffbereitungsanlagen in Bayern

Stand 2020 sind 112 Anlagen in Bayern bekannt (89 in Betrieb und 23 in Planung). Diese teilen sich auf in 50 Bandtrockner, 27 Eindicker (meist Schaufelradtrockner), 25 Vakuumverdampfer, 8 BHKW-Abgastrockner und 2 solare Trockner. Abbildung 1 zeigt den bayerischen Anlagenbestand mit den jährlich neu hinzukommenden Gärrestauffbereitungsanlagen. In der jüngeren Vergangenheit sind vermehrt komplexere Systeme, wie die Vakuumverdampfer errichtet worden, aber auch Trockner, die direkt das BHKW-Abgas zum Trocknen nutzen.

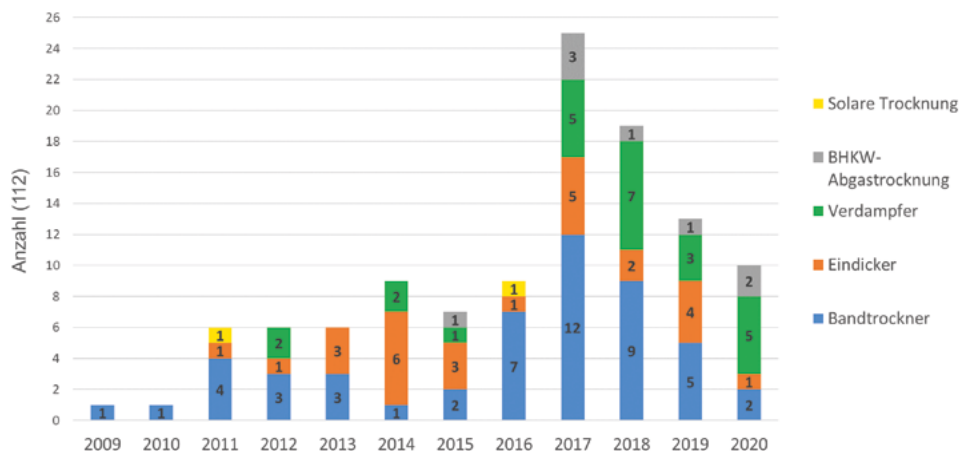


Abb. 1: Art und Anzahl der Gärrestaufbereitungsanlagen in Bayern (© Kaiser)

2.2 Auswertungen von Messungen und Messberichten und Ermittlung der Emissionswerte

Im Rahmen des Projekts wurden mehrere Anlagen vor Ort begangen und drei davon messtechnisch untersucht. Eine weitere Messung ist in Planung. Weiterhin wurden 27 Messberichte von Gärresttrocknern ausgewertet. Aus fachlicher Sicht sollten gemäß der neuen Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft) die folgenden Mindestanforderungen an die Grenzwerte festgelegt werden: Staub 20 mg/m^3 oder 20 kg/h , Ammoniak 10 mg/m^3 bzw. ein Abscheidegrad von mindestens 90 %, Ges-C 50 mg/m^3 oder 50 kg/h und Geruch 500 GE/m^3 .

Zur Einhaltung der o.g. Ammoniakemissionsgrenzwerte ist üblicherweise eine Abgasreinigung erforderlich. Nach Stand der Technik sind dies i.d.R. Chemowäscher.

Die Betriebsweise höchster Emission – bei der die Messungen gemäß Nr. 5.3.2.2 TA Luft stattzufinden haben – wird in dem Moment erreicht, wenn die unbehandelten Gärreste in den Trockner eingetragen werden. Sie enthalten dann das meiste Ammonium und der Temperaturgradient ist am höchsten.

2.3 Überwachung der dauerhaften Ammoniakabscheidung

Die wiederkehrenden Messungen an Gärresttrocknern finden i.d.R. nur alle drei Jahre statt. Es besteht daher die Gefahr, dass die Chemowäscher vor der Messung mit Schwefelsäure geflutet werden, um die Ammoniakwerte sicher einzuhalten. Maßnahmen, die einen dauerhaft ordnungsgemäßen Betrieb der Abgasreinigung garantieren, sind daher zielführend.

Bei Kenntnis des Gehalts an Ammoniumstickstoff im Gärrest kann die erforderliche Menge an Schwefelsäure zum Binden des Ammoniaks berechnet werden. Die Funktionsfähigkeit der Ammoniakabscheidung kann somit über den Schwefelsäureverbrauch abgeschätzt werden. Die Säurezugabe sollte pH-Wert geregelt, kontinuierlich und in Abhängigkeit der Gärrestmenge erfolgen.

Hierzu sollten der Schwefelsäureverbrauch und der pH-Wert mithilfe von Datenloggern kontinuierlich aufgezeichnet werden und die Aufzeichnungen dem Messbericht angehängt werden. Die Aufzeichnungen der Datenlogger haben mehr Aussagekraft über den dauerhaft stabilen Betrieb der chemischen Abgasreinigung als die Ergebnisse eines einzelnen Messtags.

3 Fazit

- Gärrestaufbereitungen sind vielerorts attraktiv aufgrund der Fortschreibung von EEG und DüV. Dementsprechend steigt die Anzahl der Anlagen.
- Zur Sicherstellung der dauerhaft stabilen Ammoniakabscheidung in den Gärresttrocknern sollten Datenlogger ausgewertet werden, die den Schwefelsäureverbrauch und den pH-Wert kontinuierlich aufzeichnen.
- Zur Hilfestellung für die Genehmigungsbehörden wurden Auflagenvorschläge für die Gärresttrocknung ausgearbeitet. Diese werden im Rahmen der Fortschreibung des Biogashandbuchs zeitnah veröffentlicht.

Nitratreduktion im Boden durch Biomasseproduktion – geht das?

ELENA KRIMMER, KORNELIA MARZINI, MARTIN DEGENBECK

1 Einleitung

In Deutschland ist die Nitratbelastung des Grundwassers insgesamt zu hoch und dies hat sich auch in den letzten Jahren nur geringfügig gebessert. Die Belastungsschwerpunkte liegen hierbei in Bereichen mit intensiver landwirtschaftlicher Nutzung durch oft übermäßigen Einsatz von stickstoffhaltigem Dünger (BMEL/BMU 2020). Der verstärkte Anbau von alternativen Dauerkulturen kann durch die intensive Verwurzelung und den geringen Nährstoffbedarf zur Verringerung der Nitratauswaschung in Grund- und Oberflächengewässer beitragen (Haller und Fritz 2015). Mehrjährige, artenreiche Wildpflanzenmischungen sind auf eine Standzeit von mindestens fünf Jahren ausgelegt. Sie produzieren Biomasse für die Biogasanlage und werden jährlich beerntet. Die Veitshöchheimer Mischungen Hanfmix und Präriemix (Abb. 1) bestehen aus rund 30 Wild- und Kulturpflanzenarten, deren Wurzeln auch in tiefere Bodenschichten vordringen können. Potenziell kann hierdurch der Nitratgehalt im Boden verringert und die Bodenstruktur verbessert werden.



Abb. 1: Die Biogas-Wildpflanzenmischungen (A) Hanfmix (4. Standjahr) und (B) Präriemix (5. Standjahr) zur Vollblüte (© LWG)

2 Material und Methoden

An verschiedenen Standorten in Bayern wurden in den Jahren 2016 bis 2021 Praxisflächen mit den mehrjährigen, artenreichen Biogasmischungen Hanfmix und Präriemix angelegt. Der älteste Bestand befindet sich daher 2021 bereits im 6. Standjahr. Auf diesen Flächen wurden regelmäßig Bodenproben in einer Tiefe von bis zu 60 cm gezogen

und der Nitrat- sowie Ammoniumgehalt ermittelt (N_{\min}). Die Bestände dieser Kulturen werden jährlich geerntet und die Biomasse in der Biogasanalage verwertet. Eine Aufdüngung erfolgte jeweils im Frühjahr organisch oder mineralisch auf einen Gesamt- N_{\min} -Gehalt von 100 kg N/ha.

3 Ergebnisse

In der Abbildung 2 sind die Ergebnisse der Bodenproben der beiden Wildpflanzenmischungen Hanfmix und Präriemix an verschiedenen Standorten in verschiedenen Standjahren zu sehen. In den verschiedenen Beständen konnten in den frühen Standjahren teilweise noch sehr hohe N_{\min} -Werte von bis zu 82 kg N/ha (Hanfmix) und 77 kg N/ha (Präriemix) festgestellt werden, verursacht durch klassische einjährige landwirtschaftliche Kulturen, wie Mais oder Getreide. Im Vergleich lag der N_{\min} -Gehalt unter einer Brachfläche bei 30 kg N/ha und einer Maisfläche bei 118 kg N/ha. Am Standort Bibergau (Bi) wurden bereits im Herbst 2020 vor der Aussaat der Wildpflanzenmischung Bodenproben gezogen, hierbei wurde ein N_{\min} -Gehalt von 84 kg N/ha festgestellt. An den meisten Standorten verringerte sich der N_{\min} -Gehalt mit steigender Anzahl der Standjahre. Im Schnitt konnte der N_{\min} -Gehalt im Boden unter den Wildpflanzenkulturen Hanfmix und Präriemix hierdurch um 30 bis 40% reduziert werden.

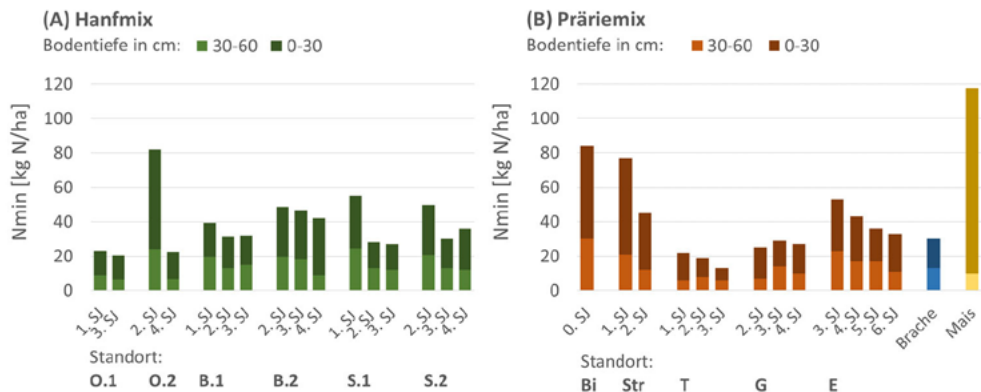


Abb. 2: Nitratgehalte (N_{\min} in kg N/ha) im Boden (bis 60 cm) an verschiedenen Standorten und Standjahren (SJ) der beiden Biogas-Wildpflanzenmischungen (A) Hanfmix und (B) Präriemix im Vergleich zu einer Brachefläche und einem konventionellen Maisacker. Standorte: O = Osterseon, B = Bayreuth, S = Schwarzenau, Bi = Bibergau, Str = Straubing, T = Trappstadt, G = Gauschach, E = Ettleben. (© LWG)

4 Fazit

Mehrjährige, artenreiche Wildpflanzenmischungen zur Biogaserzeugung sind ein Kompromiss zwischen Produktivität (45 bis 60 % Methanhektarertrag von Mais) und Biodiversität (Krimmer et al. 2021), zusätzlich haben sie als Dauerkulturen mit tiefer Verwurzelung weitere Vorteile, beispielsweise einen ganzjährigen Erosionsschutz, Trockenheitsresistenz und eben Nitratreduktion.

Die Biogasmischungen Hanfmix und Präriemix weisen insgesamt geringe Bodennitratwerte auf. An mehreren Standorten konnte der Nitratgehalt im Laufe der Standjahre trotz regelmäßiger Düngung verringert und auf einem niedrigen Niveau gehalten werden, vergleichbar mit dem einer Brachfläche. Hierdurch eignen sich diese Wildpflanzenmischungen besonders für den Einsatz in Wasserschutzgebieten sowie auf Flutpoldern. Der vermehrte Anbau von Biogasmischungen kann daher einen Beitrag zur Nitratreduktion in landwirtschaftlich intensiv genutzten Gebieten leisten.

Literatur

- Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) (2020): Nitratbericht 2020. Gemeinsamer Bericht der Bundesministerien für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit sowie für Ernährung und Landwirtschaft
- Haller, J.; Fritz, M. (2015). Bioenergie-Dauerkulturen – Auswahl ökologischer Alternativen. Technologie- und Förderzentrum TFZWissen, Forschung für die Praxis 2015/3
- Krimmer, E.; Marzini, K.; Heidinger, I. (2021). Wildpflanzenmischungen für Biogas: Artenvielfalt produktionsintegriert fördern. Naturschutz und Landschaftsplanung 53, S. 12–21

Förderhinweis

Die Entwicklung der Veitshöchheimer Wildpflanzenmischungen Hanfmix und Präriemix erfolgte mit Forschungsförderung durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) als Projektträger (2008-2015) und das Bayerische Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (BayStMELF) seit 2011.

Einfluss der Lagertemperatur auf das Biogasbildungspotenzial von Milchvieh- und Mastschweinegülle

JULIO ELIAS HILGERT, BARBARA AMON, CHRISTIANE HERRMANN

1 Einleitung

In der Praxis werden Biogasanlagen häufig mit Gülle aus der Milchvieh- und Mast-schweinehaltung betrieben. In vielen Fällen wird die Gülle dabei einige Zeit gelagert, bevor sie der Biogasanlage zugeführt wird. Die Güllelager befinden sich in der Regel unter dem Boden des Stalls oder außerhalb des Stalls und sind meist nicht abgedeckt, was sie zu potenziellen Emittenten von Methan (CH₄) in die Atmosphäre macht. Ziel dieser Arbeit ist es, die CH₄-Verluste während der Lagerung von Gülle bei unterschiedlichen Umgebungstemperaturen zu quantifizieren. Dabei soll ermittelt werden, wie die Temperatur während der Lagerung die anschließende Biogasproduktion beeinflusst.

2 Materialien und Methoden

Die untersuchten Milchvieh- und Mastschweinegülle wurden aus einem Betrieb in Groß Kreuz bzw. Ruhlsdorf, Deutschland, gewonnen. Die chemische Zusammensetzung der Proben wurde in Bezug auf Trockenmasse, organische Trockenmasse, pH-Wert und flüchtige Fettsäuren, wie in Tabelle 1 dargestellt, bestimmt.

Tab.1: Ergebnisse der chemischen Analyse von Milchvieh- und Mastschweinegülle frisch und nach Lagerung bei unterschiedlichen Lagertemperaturen.

Probe	Trockenmasse	Organische Trockenmasse	pH-Wert	Flüchtige Fettsäuren g/l
	% FM	% FM		
Milchviehgülle frisch	10,52	8,90	6,61	5,10
Milchviehgülle gelagert 5 °C	12,04	10,29	6,52	9,27
Milchviehgülle gelagert 10 °C	12,44	10,71	6,27	12,13
Milchviehgülle gelagert 15 °C	11,75	9,98	5,97	13,65
Milchviehgülle gelagert 20 °C	11,34	9,59	5,90	14,76
Milchviehgülle gelagert 25 °C	11,50	9,78	5,58	18,03
Mastschweinegülle frisch	1,57	0,87	7,79	2,74
Mastschweinegülle gelagert 5 °C	1,50	0,79	7,69	3,53
Mastschweinegülle gelagert 10 °C	1,48	0,78	7,84	3,87
Mastschweinegülle gelagert 15 °C	1,49	0,77	7,84	3,98
Mastschweinegülle gelagert 20 °C	1,24	0,53	8,15	1,53
Mastschweinegülle gelagert 25 °C	1,11	0,39	8,29	0,33

Die Lagerung der Gülle erfolgte in Brutschränken bei 5 verschiedenen Temperaturen (5, 10, 15, 20 und 25°C) für 90 Tage, in Anlehnung an die Methode nach Helfrich et al. (2003). Während des Lagerzeitraumes wurden die Gasemissionen entsprechend der Gasvolumenproduktion ermittelt. Abbildung 1 zeigt beispielhaft den Versuchsaufbau.

Am Ende der Lagerung wurde die chemische Zusammensetzung der Proben analysiert, um die wichtigsten Änderungen der chemischen Parameter während der Lagerung zu überprüfen (Tab. 1). Von den gelagerten Proben wurde das Biogasbildungspotenzial im Vergleich zur ungelagerten Gülle entsprechend VDI 4630 (2016) analysiert.

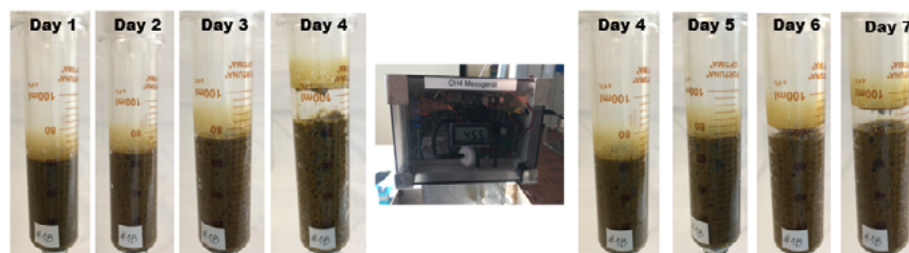


Abb. 1: Versuchsaufbau zur Bewertung der Biogasproduktion bei der Lagerung von Milchvieh- und Mastschweinegülle und den Methanertragstests (© Hilgert)

3 Ergebnisse

Vorläufige Ergebnisse sind in Tabelle 2 enthalten. Sie zeigen, dass höhere Temperaturen während der Lagerung bei beiden Güllearten tendenziell zu erhöhten Emissionen führten, wie in der Literatur beschrieben (Im et al. 2020, Popovic et al. 2021). Die Methanemissionen für Milchviehgülle lagen vergleichsweise niedrig und können mit Werten für Rinderfestmist verglichen werden (Im et al. 2020). Gründe hierfür könnten die hohe organische Belastung und die Hemmung methanogener Mikroorganismen durch die hohen Gehalte an flüchtigen Fettsäuren sein (Patni et al. 1985). Niedrige Lagertemperaturen, beispielsweise 5 und 10 °C, hatten keinen Einfluss auf das Biogasbildungspotenzial, und die Gasemissionen während der Lagerung der Gülle bei diesen Temperaturen sind bei beiden Tierkategorien zu vernachlässigen.

Tab. 2: Biogasbildung (kumuliert in $\text{NI}(\text{kg}_{\text{OTS}})^{-1}$) von Milchvieh- und Mastschweinegülle während der Lagerung bei unterschiedlichen Temperaturen und im anschließenden Batch-Gärtest.

Temperatur °C	Milchviehgülle (Lagerung)	Milchviehgülle (Gärtest)	Mastschweinegülle (Lagerung)	Mastschweinegülle (Gärtest)
5	5,1	401,0	1,9	358,6
10	11,8	394,7	10,3	371,6
15	29,7	430,9	43,8	212,9
20	33,9	397,4	178,3	196,2
25	41,7	435,0	254,6	114,2
Frisch	-	402,5	-	334,2

4 Fazit

Es wurde das Biogasbildungspotenzial von Milchvieh- und Mastschweinegülle nach 90-tägiger Lagerung in einem Temperaturbereich von 5 bis 25 °C untersucht. Dabei konnte gezeigt werden, dass bei höheren Lagertemperaturen mehr Methan emittiert wird; dies verringert das Methanbildungspotenzial der gelagerten Gülle bei der Nutzung zur Biogasproduktion. Bei Temperaturen über 10 °C waren die Methanemissionen während der Lagerung bei Schweinegülle deutlich höher als bei Rindergülle, bezogen auf die organische Trockenmasse. Ein Grund dafür kann die Akkumulation flüchtiger Fettsäuren in der Rindergülle sein, die zu einer geringeren Aktivität der Mikroorganismen beigetragen haben kann.

Literatur

- Helffrich, D.; Oechsner, H. (2003): The Hohenheim biogas yield test: comparison of different laboratory techniques for the digestion of biomass. *Agrartechnische Forschung* 9(1/3), S. 27–30
- Im, S.; Petersen, S. O.; Lee, D.; Kim, D. H. (2020): Effects of storage temperature on CH_4 emissions from cattle manure and subsequent biogas production potential. *Waste Management* 101, pp. 35–43
- Patni, N. K.; Jui, P. Y. (1985): Volatile fatty acids in stored dairy-cattle slurry. *Agricultural Wastes* 13(3), pp.159–178
- Popovic, O.; Jensen, L. S. (2012): Storage temperature affects distribution of carbon, VFA, ammonia, phosphorus, copper and zinc in raw pig slurry and its separated liquid fraction. *Water Research* 46(12), pp. 3849–3858 doi:10.1016/j.watres.2012.04.020
- VDI-4360 (2016): Fermentation of organic materials: Characterisation of the Substrate, Sampling, Collection of Material Data, Fermentation Tests. Verlag des Vereins Deutscher Ingenieure, Düsseldorf, S. 92

Förderhinweis

Wir bedanken uns für die Finanzierung im Rahmen des EraNet Joint Call 2018 und die Finanzierung durch die nationalen Förderorganisationen, die an dieser Ausschreibung beteiligt sind (BLE im Falle Deutschlands).

Ammoniakrückgewinnung aus Gärprodukten von Biogasanlagen in Form von Ammoniakwasser mittels Kalkeinsatz (L'AmmoRE)

LUKAS WETTER, DANIEL BAUMKÖTTER, ELMAR BRÜGGING, SEBASTIAN HAMMERSCHMIDT, HARUN ÇAKIR

1 Einleitung

Biogasanlagen leisten einen wertvollen Beitrag zum erneuerbaren Energiemix in Deutschland. Gleichzeitig stehen sie aber auch vor dem Problem der Verwendung des nährstoffreichen Gärproduktes. Durch Verschärfungen der europäischen und nationalen Gesetzeslage ist eine landwirtschaftliche Ausbringung ohne vorherige Aufbereitung oftmals nicht möglich, was zu erhöhten Kosten für die Anlagenbetreiber führt. Diese Problematik führt insbesondere in viehveredelungsstarken Regionen, durch den bereits bestehenden Nährstoffüberschuss, zu Problemen. Limitierend wirkt neben Phosphor vor allem der Stickstoffgehalt in den Gärprodukten. Hier setzt das Projekt L'AmmoRE, das von der Forschungsgemeinschaft Kalk und Mörtel e.V. und dem Forschungsteam von Herrn Dr.-Ing. Elmar Brüggling (FH Münster) gemeinsam verantwortet wird, an und versucht, die Belastung von stickstoffhaltigen Gärprodukten zu reduzieren.

2 Projektbeschreibung

Das Projekt L'AmmoRE (Ammonia Recovery with Lime) hat zum Ziel, die Entstickung von Gärprodukten unter Zugabe von Kalk zu realisieren. Die Rückgewinnung des Ammoniaks aus dem gestrippten Gärprodukt erfolgt in Form von Ammoniumsulfat (ASL) und Ammoniakwasser. Die Versuche zur Stickstoffrückgewinnung werden an der fachhochschuleigenen Strippungsanlage durchgeführt. Die in Abbildung 1 dargestellte Anlage ermöglicht kontinuierliche Versuche im praxisnahen Maßstab und hat damit eine hohe Übertragbarkeit auf großtechnische Anlagen.



Abb. 1: Ammoniakstrippungsanlage der FH Münster (© FH Münster)

Bei einem Wirkungsgrad der Strippung von $> 80\%$ ist es möglich, bis zu 50% des Gesamtstickstoffs aus der Suspension zu entfernen. Im Vorfeld der Strippung werden die Gärprodukte separiert und anschließend mit Kalkmilch vorbehandelt, um den pH-Wert der Suspension anzuheben und das Dissoziationsgleichgewicht vom Ammonium (NH_4^+) hin zum Ammoniak (NH_3) zu verschieben (Abb. 2).

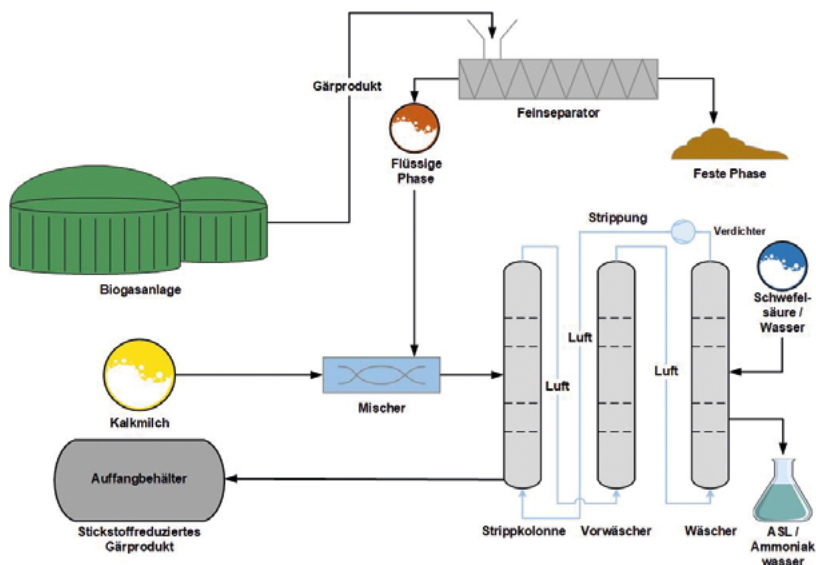


Abb. 2: Schematische Darstellung der Versuche (© FH Münster)

Die Strippung erfolgt unter zusätzlicher Zufuhr von Wärme, um die Entstickung weiter zu optimieren. Dabei entstehen zwei Stoffströme: zum einen das mit Kalk angereicherte, stickstoffreduzierte Gärprodukt, welches als Düngemittel in der Landwirtschaft eingesetzt werden kann, und zum anderen das abgeführte Ammoniak, das über einen Wäscher in Form von ASL bzw. Ammoniakwasser zurückgewonnen wird.

In den ersten Versuchen konnte eine Ammoniakreduzierung von > 95 % realisiert werden. Dies entspricht einer Gesamtstickstoffreduzierung von ca. 50 %. In diesem ersten Schritt wurde die Rückgewinnung des Ammoniaks als ASL realisiert.

3 Fazit und Ausblick

Die Ziele des Projekts L'AmmoRE sind zum einen die Entfrachtung der Gärprodukte von Stickstoff sowie die Erzeugung von Ammoniakwasser. In einem ersten Schritt wurden Einstellungsparameter und Handling der Anlage getestet und erste Ergebnisse zu den Abscheidegrade realisiert. Im weiteren Verlauf des Projektes wird nun die Wiedergewinnung des Stickstoffs in Form von Ammoniakwasser betrachtet. Hierfür wird die Machbarkeit verschiedener technischer Ansätze getestet. Die Herstellung des angestrebten Ammoniakwassers würde für Anlagenbetreiber und Anwender eine effiziente Lösung für die bestehende Nährstoffproblematik darstellen, da Ammoniakwasser einen höheren Marktwert besitzt als ASL.

Förderhinweis

Gefördert durch Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages (IGF Vorhaben Nr.: 21083 N).

Gasbildungspotenziale von Erbsen- und Ackerbohnenresiduen in Abhängigkeit des Erntetermins

KAROLINE RÖPER, FRANZ-FERDINAND GRÖBLINGHOFF, HARALD LASER, RALF PUDE, BERNHARD C. SCHÄFER

1 Einleitung

Wegen steigender Anforderungen an Biogasanlagenbetreiber durch das EEG 2017 werden alternative, kostengünstige Substrate gesucht, die die Flächenkonkurrenz zwischen Nahrungs- bzw. Futtermittelproduktion und der Bioenergieproduktion entschärfen. Koppelprodukte aus der Landwirtschaft stellen ein bisher weitestgehend ungenutztes Potenzial dar, welches diese Anforderungen erfüllen könnte. Der durch die Eiweißpflanzenstrategie des Bundes geförderte Anbau von Körnerleguminosen soll durch die Nutzung der Ernteresiduen einen zusätzlichen Anbaureiz erhalten.

2 Hauptteil

2.1 Stroherträge

In zwei Jahren wurden jeweils drei Erbsen- und Ackerbohnen Sorten in Feldversuchen an zwei Standorten angebaut, zu verschiedenen Terminen geerntet und hinsichtlich des Ertrags und der Trockenmasse (TM) getestet, um Entwicklungen bezüglich der Seneszenz abschätzen zu können. Die Konservierung erfolgte als Stroh und Strohsilage, wobei zu den letzten Ernteterminen wegen der hohen TM-Gehalte keine Silagen mehr erstellt werden konnten. Da die Ernte der Parzellen per Hand erfolgte, wurden mögliche Verlustquellen nahezu ausgeschlossen. Unter Praxisbedingungen muss daher mit geringeren Mengen kalkuliert werden. Tabelle 1 zeigt Erträge und TM-Gehalte des Erbsen- und Ackerbohnenstrohs.

Tab. 1: Erträge (dt/ha TM) und TM-Gehalte (%) des Erbsen- und Ackerbohnenstrohs

Erntetermine	Erbsen		Ackerbohne	
	Ertrag	Trockenmasse	Ertrag	Trockenmasse
Frühe Druschreife	52,8 ^b	48,8 ^a	47,3 ^c	41,9 ^a
Zur Druschreife	47,0 ^a	56,9 ^b	36,6 ^b	54,7 ^b
Späte Druschreife	1)	1)	35,5 ^b	66,4 ^c
Totreife	47,4 ^a	81,1 ^c	32,1 ^a	80,9 ^d

1) Nicht durchgeführt.

Unterschiedliche Buchstaben kennzeichnen signifikante Unterschiede innerhalb der Spalten (multipler t-Test, $p \leq 0,05$), Mittelwert über Jahre, Standorte, Sorten und Wdh.

2.2 Gasausbeuten

Die Gasausbeuten wurden anhand der Inhaltsstoffe nach Kaiser (2007) geschätzt und eine Auswahl an Proben im Biogasertagstest geprüft. Die Ergebnisse der Berechnung sowie in Klammern die an ausgewählten Proben gemessenen Biogasausbeuten sind in Tabelle 2 dargestellt. Hierbei zeigte sich eine erhebliche Diskrepanz zwischen berechneten und gemessenen Gasausbeuten, da die hohen Ligningehalte der Stroharten mit einer empirisch ermittelten Schätzformel schlecht vereinbar sind.

Tab. 2: Berechnete (l/kg TM) und gemessene (l/kg oTM) Biogasausbeuten

Erntetermine	Erbsen		Ackerbohne	
	Stroh	Strohsilage	Stroh	Strohsilage
Frühe Druschreife	529 ^a (430)	511 ^a (449)	534 ^a (475)	514 ^a (441)
Zur Druschreife	538 ^b (415)	521 ^b (407)	538 ^{bc} (457)	522 ^b (439)
Späte Druschreife	1)	1)	536 ^{ab} (411)	528 ^c (432)
Totreife	539 ^b (383)	1)	540 ^c (402)	1)

1) Nicht durchgeführt.

Unterschiedliche Buchstaben kennzeichnen signifikante Unterschiede innerhalb der Spalten (multipler t-Test, $p \leq 0,05$), Mittelwert über Jahre, Standorte, Sorten und Wdh, Werte in Klammern stellen Messungen an Einzelproben dar, keine statistische Auswertung.

3 Fazit

Bei einem mittleren Strohertrag von etwa 40 dt/ha wurden Biogasausbeuten von etwa 530 l/kg TM berechnet. Weder die fortschreitende Seneszenz noch die Form der Konservierung bewirkte Änderungen in den Gasausbeuten. Die gemessenen Ausbeuten lagen jedoch deutlich unter den berechneten, während die Stroherträge je nach Erntetermin um 25 % vom Gesamtmittelwert abwichen. Das festgestellte gute theoretische Potenzial für eine Nutzung des Stroh in Biogasanlagen ist daher abhängig von den tatsächlich realisierbaren Erträgen und Gasausbeuten.

Literatur

Kaiser, F. L. (2007): Einfluss der stofflichen Zusammensetzung auf die Verdaulichkeit nachwachsender Rohstoffe beim anaeroben Abbau in Biogasreaktoren. Dissertation, Fakultät Wissenschaftszentrum Weihenstephan für Ernährung, Landnutzung und Umwelt, TU München, München

Förderhinweis

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben „Koppelprodukte“ wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft unter dem Förderkennzeichen 22401316 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Potenziale der Durchwachsenen Silphie auf staunassen Flächen (Pseudogleyen)

THORSTEN RUF, CHRISTOPH EMMERLING

1 Einleitung

Die Nutzung von alternativen, landwirtschaftlich produzierten Biogassubstraten hat in den letzten Jahren eine erweiterte Bedeutung erfahren. Zum einen schränken gesetzliche Regelungen die Nutzung von Mais immer weiter ein, zum anderen bieten insbesondere Dauerkulturen weitreichende ökologische Vorteile gegenüber Mais. Die Durchwachsene Silphie (*Silphium perfoliatum* L.) als Dauerkultur zeichnet sich durch ein intensives Wurzelwerk aus, welches Bodenerosion unterbindet und gleichzeitig in der Lage ist, Nährstoffe aus tiefen Bodenschichten zu mobilisieren. Die reichhaltige Blüte der Durchwachsenen Silphie stellt zudem ein attraktives Nahrungsangebot für Insekten dar. Insbesondere in Mittelgebirgslagen kommt es auf staunass-wechselfeuchten Böden bei der Maisernte nach ergiebigen Herbstniederschlägen oft zu erheblichen Bodenschäden. Durch eine deutlich frühere Ernte der Durchwachsenen Silphie könnten diese Schäden effektiv verhindert werden, allerdings lagen bislang nur wenige Ergebnisse der Durchwachsenen Silphie zur Eignung für staunass-wechselfeuchte Standorte (Pseudogleye) vor. In einem zweijährigen Versuch auf etablierten Praxisflächen wurden vergleichend Pflanzenhöhen und Biomasseerträge sowie das biochemische Methanpotenzial auf staunass-wechselfeuchten und gut drainenden Teilflächen ermittelt.

2 Versuchsbeschreibung und Ergebnisse

2.1 Feldversuch

Die Versuche wurden praxisnah auf jeweils vier von Landwirten bewirtschafteten Silphie- und Maisflächen durchgeführt. Auf allen Flächen fanden sich Teilflächen, die wechselfeucht-staunass waren (Pseudogleye) und gut drainende Bodenverhältnisse (Braunerden) aufwiesen. Die Silphieflächen waren zu Versuchsbeginn bereits im dritten Bestandsjahr.

Die Erfassung der Biomasseerträge erfolgte händisch jeweils in dreifacher Wiederholung auf 3 Quadratmeter großen Plots. Die Gehalte an Trockensubstanz und organischer Trockensubstanz wurden an Teilproben bestimmt; die Silierung der Substrate erfolgte in Vakuumbuteln an gehäckselten Teilproben.

2.2 Biogaserträge

Die Bestimmung des biochemischen Methanpotenzials fand in beiden Versuchsjahren in Batchexperimenten statt, die gemäß der VDI-Richtlinie 4630 (2016) durchgeführt wurden. Um das biochemische Methanpotenzial der Durchwachsenen Silphie adäquat auszuschöpfen und die Verweilzeiten in landwirtschaftlichen Biogasanlagen widerzuspiegeln, wurden die Versuche über 50 Tage durchgeführt. Die Biogasvolumina wurden mit einem Trommelgaszähler (Fa. Ritter) bestimmt. Die Ermittlung der Gaszusammensetzung erfolgte mittels NDIR-Durchflusssensoren (Fa. Sensor Europe). Die Berechnung der Methanhektarerträge erfolgte als Produkt der Trockenmasseerträge, des prozentualen Anteils der organischen Substanz sowie der Methanvolumina unter Normbedingungen (wasserfreies Gas, 273 K und 101.3 kPa).

3 Fazit

Die Versuche haben gezeigt, dass die Durchwachsene Silphie sehr gut und vor allem deutlich besser mit staunassen Bedingungen umgehen kann als Mais. Im Frühjahr war eine sehr rasche Jungenentwicklung der Silphie zu beobachten. Mit dem, im Vergleich zu Mais, frühen Biomassezuwachs nutzt die Silphie die Bodenwasservorräte aus dem Winter sehr gut aus. Vor dem Hintergrund sehr trockener Sommer stellt dieser Umstand einen bedeutenden Beitrag zur Ertragssicherung dar. Die Biomasseerträge der Durchwachsenen Silphie auf den staunass-wechselfeuchten Teilflächen von Durchwachsener Silphie und Mais lagen gleichauf und waren höher als auf den gut dränenden Teilflächen.

Das biochemische Methanpotenzial der Durchwachsenen Silphie liegt mit etwa 300 Liter je kg organischer Trockensubstanz etwa 25 bis 30 % unter dem des Maises. Einflüsse des Wasserregimes auf das biochemische Methanpotenzial konnten nicht ermittelt werden. Die mittleren Methanhektarerträge wurden mit 3.392 m³/ha (Silphie) und 5.327 m³/ha (Mais) ermittelt.

Angesichts der ökologischen Vorteile sowie des geringeren Bewirtschaftungsaufwandes, die die Durchwachsene Silphie mitbringt, erscheinen die geringeren Methanhektarerträge akzeptabel. Dies gilt insbesondere für Pseudogleystandorte, auf denen die Durchwachsenen Silphie mit hohen Biomasseaufwüchsen punktet, wohingegen der Mais ein schlechtes Keimverhalten zeigt.

Literatur

VDI Guideline 4630 (2016): Fermentation of organic materials: Characterisation of the substrate, sampling, collection of material data, fermentation tests. Verein Deutscher Ingenieure e.V. Düsseldorf, Beuth Verlag, Berlin

Förderhinweis

Wir danken der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe für die Förderung des Projektes “Potenziale der THG-Minderung und des Bodenschutzes durch den Anbau von Dauerkulturen auf wechselfeuchten Standorten (Pseudogleye)“ (FKZ: 22404217).

Verbesserung der Nährstoffversorgung von ökologisch bewirtschafteten Flächen durch Aufbereitung des Leguminosenaufwuchses in Biogasanlagen

RAINER KISSEL, VASILIS DANDIKAS, FABIAN LICHTI

1 Einleitung

Die Vergärung hoher Anteile von stickstoffreichen Leguminosen ist meist problematisch. So tritt bereits bei einem Ammoniumgehalt von 3 g/l in einer Biogasanlage eine deutliche Hemmwirkung ein (Lebuhn et al. 2008). Für einen viehlosen Biobetrieb ist das Gärprodukt allerdings wertvoll, da es gegenüber gemulchten Leguminosenbeständen wesentlich günstigere pflanzenbauliche Eigenschaften aufweist, wodurch sich die Erträge von biologisch produziertem Weizen oder Kartoffeln nahezu verdoppeln lassen (Blumenstein et al. 2015).

2 Fragestellung

Die erwünschte Verbesserung der Düngewirkung des Gärprodukts durch stickstoffreiche Einsatzstoffe führt zu Ammoniumstickstoffgehalten von 4 g/l oder mehr. Im Projekt „KleeGas“, einem vom Bayerischen Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten finanziertem Projekt, wurde im ersten Versuchsjahr untersucht, wie durch hohe Leguminosenanteile in der Futtermischung verursachte biologische Probleme rasch und nachhaltig beseitigt werden können. Im zweiten Versuchsjahr werden Präventivmaßnahmen erforscht, die bei einem hohen Leguminosenanteil in der Futtermischung einen dauerhaft stabilen Anlagenbetrieb ermöglichen.

3 Methode

In Durchflussversuchen (40-l-Laborfermenter, $T = 45\text{ °C}$, RB: $4\text{ kg oTM}/(\text{m}^3 \cdot \text{d})$, Verweilzeit: 60 d) werden vier unterschiedliche stickstoffreiche Futtermischungen mit je einer Wiederholung je ein Jahr lang geprüft. Auftretende Prozessstörungen sollen durch die Änderung der Futterzusammenstellung beseitigt werden. Tabelle 1 zeigt die Zusammensetzungen der Standard- und Zusatzfuttermischungen des ersten Versuchsjahres.

Tab. 1: Frischmassebezogene Anteile der einzelnen Futterbestandteile bei Standard- und Zusatzfütterung (im Störfall) – KG = Klee gras, RG = Rindergülle, MKS = Maiskornsilage

Fütterungsart	Variante 1 (V1)	Variante 2 (V2)
Standard	70 % KG : 30 % RG	100 % KG
Zusatz	20 % RG : 70 % KG : 10 % MKS	20 % RG : 70 % KG : 10 % MKS

4 Erste Ergebnisse

4.1 Versuchsverlauf

Im ersten Versuchsjahr, in dem die Futtermischungen dem Zustand der Biologie angepasst wurden, trat bei der Variante mit Gülle (V1) eine Prozessstörung auf. Bei der reinen Klee gasvariante (V2) war dies dreimal der Fall. Eine Zusatzfütterung erfolgte, wenn die Methanproduktivität des stabilen Betriebs ($1,13 \text{ l/(l} \cdot \text{d)}$) um 30 % unterschritten wurde. Stieg sie in der Folge auf über 100 % an, wurde die Standardfütterung wieder aufgenommen. Zusatzfütterungen waren in allen Fällen erfolgreich und wenn die Dosierung jener in Tabelle 1 entsprach, betrug der Genesungszeitraum 21 Tage.

4.2 NH_4 -Stickstoff

Mit mittleren NH_4^+ -N-Gehalten von 4,9 (V1) bzw. 5 (V2) g/l Gärrest ist eine in pflanzenbaulicher Hinsicht deutliche Verbesserung gegenüber herkömmlichen Gärprodukten erkennbar. Allerdings wurden gleichzeitig die zur Vermeidung von toxischen Effekten einzuhaltenden Richtwerte für NH_4^+ -N ($< 3 \text{ g/l}$) und NH_3 -N ($< 0,6 \text{ g/l}$) in allen Fermentern deutlich überschritten.

4.3 Methanproduktion

Die Gasproduktionen wichen innerhalb einer Variante nur geringfügig voneinander ab (CV: 4 %). Bei Standardfütterung sank die Methanproduktion beider Varianten fortwährend aber langsam ($\text{CV}_{7\text{d}}$ meist unter 5 %). Bezüglich der Methanausbeute unterschieden sie sich nicht, wobei die der störungsanfälligeren V2 deutlich stärker schwankte (Tab. 2). Durchschnittlich wurden 73 % (V1) bzw. 72 % (V2) der im Batchversuch ermittelten Methanpotenziale der Futtermischungen umgesetzt.

Tab. 2: Methanausbeute und -produktivität je Variante

Parameter	Methanausbeute in l/kg oTM		Methanproduktivität in l/(l · d)	
	V1	V2	V1	V2
Mittelwert	237	241	1,00	1,01
Median	242	242	1,02	1,02
Standardabweichung	41,9	57,7	0,18	0,24

5 Fazit zu den ersten Ergebnissen

Die dauerhafte Umsetzung hoher Leguminosenanteile in Biogasanlagen zur Aufwertung des Gärrests ist möglich, wenn anhand sinkender Gasausbeuten erkannte biologische Probleme frühzeitig durch temporäre Futterumstellung beseitigt werden.

Literatur

- Blumenstein, B.; Siegmeier, T.; Selsam, F.; Hofmann, F.; Zerger, U.; Möller, D. (2015): Auswirkungen einer integrierten Biogaserzeugung auf ökologische Betriebssysteme: Monetäre Bewertung. 13. Wissenschaftstagung – Ökologischer Landbau in Eberswalde – Tagungsbandbeitrag. http://orgprints.org/27199/1/27199_Blumenstein.pdf, Zugriff am 30.06.2021
- Lebuhn, M.; Effenberger, M. (2008): Biologie der Methangärung – die Belastungsgrenzen erkennen. *Mais 2/2008, mais special 2008*, 4–7

Auswirkungen des Mais-Stangenbohnen-Gemengeanbaus auf die Nitratgehalte im Boden

DANIEL VILLWOCK, SABINE KURZ, MARIA MÜLLER-LINDENLAUF

1 Einleitung

In dem vom Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft geförderten Projekt „Ökologische und ökonomische Bewertung des Gemengeanbaus von Mais (*Z. mays* L.) mit Stangenbohnen (*P. vulgaris* L.) unter besonderer Berücksichtigung der Auswirkungen auf Stickstoffbilanz und Biodiversität“, kurz GEMABO, (02/2019 – 01/2022) wird aktuell überprüft, ob der Gemengeanbau von Mais mit Stangenbohnen dazu beitragen kann, die Umweltbilanz des Maisanbaus zu verbessern, ohne die Wirtschaftlichkeit wesentlich zu reduzieren.

2 Material und Methoden

In den Jahren 2019 und 2020 (Hauptfrucht) und 2020 und 2021 (Folgefucht) wurden am Standort Tachenhausen (HfWU Nürtingen-Geislingen) Exaktversuche mit Mais-Stangenbohnen-Gemenge und Mais im Reinanbau in jeweils drei Düngestufen angelegt, und zwar ohne Düngung (0 %) sowie mit 40 % und 100 % der maximal zulässigen Düngemenge gemäß DüV. Diese lag in 2019 bei 130 kg N/ha, in 2020 bei 175 kg N/ha. Die Düngung erfolgte in Form von Kalkammonsalpeter, der oberflächlich ausgebracht und nicht eingearbeitet wurde. Die Stangenbohnen wurden nicht mit Knöllchenbakterien geimpft. Bestimmt wurden TM-Erträge und N-Gehalte der Gemengepartner. Außerdem wurden N_{\min} -Gehalte im Boden zur Ernte, zu Vegetationsende sowie zu Vegetationsbeginn des Folgejahres bestimmt. Als Folgefucht wurde Winterweizen gesät. Der Winterweizen wurde nicht gedüngt.

3 Ergebnisse

Im Mais-Stangenbohnen-Gemenge wurden etwa 10 % geringere Trockenmasseerträge erzielt als im voll gedüngten reinen Maisanbau (18 t vs. 20 t in 2019). Die Erträge im Gemenge waren aber unabhängig von der Düngestufe in etwa gleich. Dies ist dadurch zu erklären, dass die Fähigkeit der Stangenbohnen zur Stickstofffixierung bei geringer N-Verfügbarkeit aktiviert wird und ausgleichend wirkt. Die Proteinertträge im Gemenge entsprachen in allen Düngeufen in etwa dem Proteinerttrag im voll gedüngten reinen Mais (ca. 1,5 t in 2019). Zur Ernte und zu Vegetationsende waren die N_{\min} -Gehalte unter dem Mais-Stangenbohnen-Gemenge mit denen des Mais im Reinanbau vergleichbar. Die 100%-Düngevariante war gegenüber den anderen Düngevarianten erhöht, und zwar sowohl im Gemenge als auch im reinen Maisanbau (Abb. 1). Zu Vegetationsbeginn des Folgejahres lagen die N_{\min} -Werte der Mais-Stangenbohnen-Varianten tendenziell leicht über den Mais-Reinkultur-Varianten, die Düngeufen unterschieden sich nicht mehr. Zwischen Ernte und Vegetationsende konnte im Mais-Stangenbohnen-Gemenge eine tendenziell stärkere Erhöhung der N_{\min} -Werte verzeichnet werden. Dies lässt sich durch eine geringfügig höhere Mineralisierung aus Ernterückständen erklären. Während der Sickerwasserperiode kam es in allen Varianten zu einem starken Rückgang, der durch Auswaschung zu erklären ist. In den 40%- und 100%-Varianten lagen die N_{\min} -Verluste der Mais-Stangenbohnen-Varianten tendenziell unter denen des Mais-Reinanbau. Die 100%-Düngevarianten hatten deutlich größere Auswaschungen gegenüber den reduzierten Düngevarianten zu verzeichnen (Abb. 2).

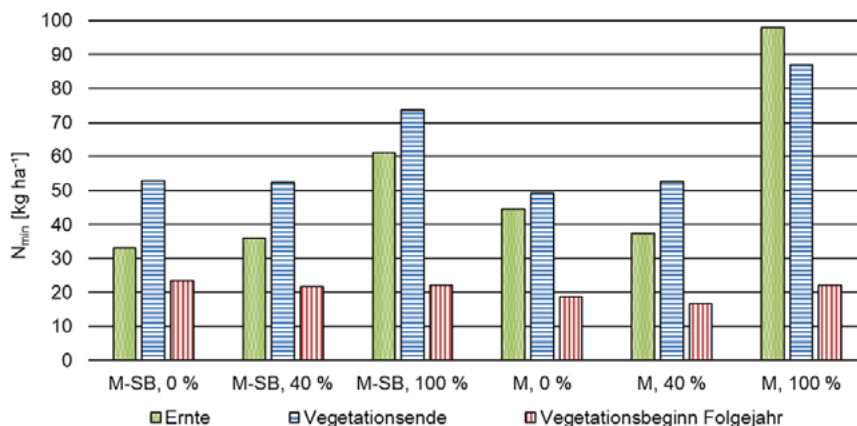


Abb. 1: N_{\min} -Gehalte (0–60 cm) nach Mais-Stangenbohnen-Gemenge (M-SB) und Mais im Reinanbau (M) in jeweils drei N-Düngeufen, 0 %, 40 % und 100 % der maximal zulässigen Menge gemäß DüV. Tachenhausen, Mittelwert aus 2019/20 und 2020/21. (© Villwock)

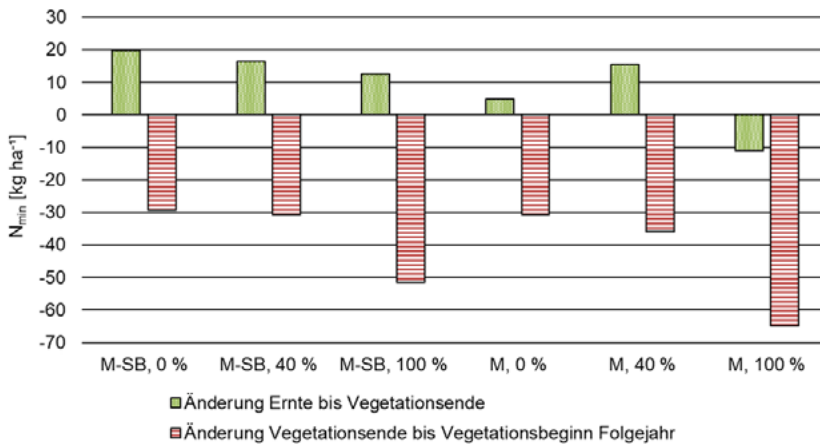


Abb. 2: Änderung der N_{\min} -Gehalte (0–60 cm) nach Mais-Stangenbohnen-Gemenge (M-SB) und Mais im Reinanbau (M) in jeweils drei N-Düngestufen, 0 %, 40 % und 100% der maximal zulässigen Menge gemäß DüV. Tachenhausen, Mittelwert aus 2019/20 und 2020/21 (© Villwock)

4 Fazit

Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass sich der Mais-Stangenbohnen-Gemengeanbau in Kombination mit einer reduzierten N-Düngung vor dem Hintergrund einer verschärften Debatte um N-Austragsrisiken als vorteilhaft erweisen könnte, weil er vergleichbare Erträge bei deutlich reduziertem N-Austragsrisiko erzielen und damit zu einer höheren N-Effizienz im Maisanbau beitragen kann.

Förderhinweis

Das Projekt GEMABO (FKZ 22027716) wird gefördert vom Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft und läuft unter der Trägerschaft der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.

Substratalternativen für die landwirtschaftliche Biogaserzeugung vor dem Hintergrund der Novellierung der Düngeverordnung und des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2021

SÖREN MOHRMANN, VERENA OTTER

1 Einleitung

Die erneute Absenkung des „Maisdeckels“ von 44 % auf 40 % im EEG 2021 macht deutlich, dass bei der Biogaserzeugung zukünftig verstärkt auf Rest- und Abfallstoffen anstelle von klassischen, nachwachsenden Rohstoffen gesetzt werden soll. Während diese Änderung für eine Vielzahl von Biogasanlagen in Deutschland erst mittel- bis langfristig zum Ende der ersten EEG-Förderperiode von Bedeutung sein wird, sind von der aktuellen Novellierung der Düngeverordnung aus dem Jahr 2020 alle Biogasanlagenbetreiber unmittelbar betroffen (Mohrmann et al. 2021). Diese fordert u. a. eine Mindestlagerdauer für Wirtschaftsdünger von neun Monaten für flächenlose Betriebe. Zu diesen zählt per Definition auch der Großteil der Biogasanlagen in Deutschland, da sie in der Regel als separates Unternehmen zum landwirtschaftlichen Betrieb bewirtschaftet werden (DüV 2020, Neumann 2020). Darüber hinaus sorgen die Ausdehnung der Sperrfristen und die Einschränkung der Herbsdüngung auch aus praktischer Sicht für einen höheren Lagerbedarf für Gärreste (Wilken 2020). Neben dem EEG und der Düngeverordnung stellen flankierende, rechtliche Rahmenbedingungen (u. a. Verordnung zur Lagerung von wassergefährdenden Stoffen, Bundesimmissionsschutzgesetz, Umsetzung der RED II) eine große Herausforderung für die Biogasproduktion dar, die die Entscheidung über den Weiterbetrieb über die erste Förderperiode des EEG hinaus sowie die Wirtschaftlichkeit des laufenden Betriebes von Biogasanlagen wesentlich beeinflussen können (Grösch et al. 2020, Mohrmann et al. 2021).

Vor diesem Hintergrund werden neben baulichen und technischen Maßnahmen auch organisatorische Wege wie die Umstellung der Inputsubstrate als Lösungsansatz zur Erfüllung der genannten Anforderungen diskutiert (Gers-Grapperhaus et al. 2017, Albers und Freytag 2018). Daher hat sich dieser Beitrag zum Ziel gesetzt festzustellen, inwiefern landwirtschaftliche Biogasanlagen in Deutschland aktuell die geltenden rechtlichen Anforderungen erfüllen und eine Umstellung der Inputsubstrate als betriebliche Anpassungsmaßnahme für Anlagenbetreiber in Betracht käme.

2 Erfüllung rechtlicher Anforderungen und betriebliche Anpassungsmaßnahmen

Im Rahmen einer im Frühjahr 2021 durchgeführten quantitativen Umfrage unter 309 landwirtschaftlichen Biogasanlagenbetreibern in Deutschland gaben 52,1 % der Probanden an, derzeit über weniger als die geforderten neun Monate an Gärrestlagerraum zu verfügen. Da nur 20 % der befragten Betreiber nach dem EEG 2000 oder 2004 vergütet werden, besteht unter Berücksichtigung der EEG-Restlaufzeit bei 80 % der befragten Anlagenbetreiber kurzfristig ein hoher Handlungsbedarf bezüglich der Erweiterung des Gärrestlagervolumens. Als Anpassungsmaßnahme zur Erhöhung des Gärrestlagervolumens präferieren die Anlagenbetreiber mit einem Lagervolumen von weniger als neun Monaten die Gärrestseparation (44,9 %) und die Umstellung der Inputsubstrate (36,2 %), gefolgt vom Zubau eines gasdichten Gärrestlagers (30,9 %). Maßnahmen, wie die Trocknung/Verdampfung von Gärresten (13,0 %) sowie die Leistungsreduktion (12,1 %) kommen nur für vergleichsweise wenige Anlagenbetreiber in Frage ebenso wie die Pacht/Miete (4,8 %) von Lagerbehältern.

Als heranzuziehendes Kriterium für die Substratauswahl ist der Anfall an Gärrest für die Anlagenbetreiber aktuell allerdings von relativ geringer Bedeutung (Abb. 1). Ein möglichst geringer Anfall an Gärrest wird zwar von 45,2 % der Biogasanlagenbetreiber als „eher wichtig“ oder „sehr wichtig“ bezeichnet, rangiert damit aber nur an siebter Stelle der wichtigsten Substrateigenschaften. Dominierende Kriterien bei der Substratauswahl sind geringe Kosten pro m³ Biogas, eine hohe Biogasausbeute sowie die Verfügbar-

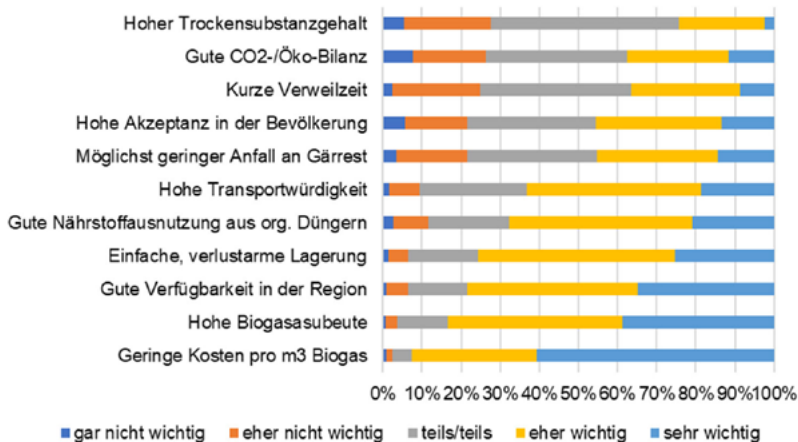


Abb. 1: Wichtigkeit ausgewählter Kriterien bei der Substratauswahl für die Biogasanlage; „Wie wichtig sind Ihnen folgende Kriterien hinsichtlich der Substratauswahl für die Biogasanlage?“ (n = 301) (© Mohrmann)

keit der Substrate in der Region. Faktoren wie eine hohe Akzeptanz in der Bevölkerung oder eine gute CO₂/Öko-Bilanz der Substrate nehmen, trotz zunehmender Bedeutung (anhaltende „Teller oder Tank“-Diskussion, Treibhausgasminderung von Biogas nach der RED II), eine untergeordnete Rolle ein (Bernigau 2017).

Die Abfrage der aktuellen Inputsubstrate ergab, dass aktuell 95,8 % der befragten Anlagenbetreiber Silomais als Substrat einsetzen. Der Substratanteil von Silomais macht dabei bei über der Hälfte der Anlagenbetreiber einen Anteil von mehr als 45 % aus. Getreidekorn und andere Maisprodukte (Körnermais, Corn-Cob-Mix, Lieschkolbenschrot), die per Definition unter den Maisdeckel fallen, werden jeweils von 22,4 % bzw. 11,2 % der Anlagenbetreiber als Substrat genannt. Landwirtschaftliche, pflanzliche Reststoffe wie Getreidestroh (3,2 %), Körnermaisstroh (2,9 %) oder Landschaftspflegematerial (2,3 %) werden aktuell lediglich von einzelnen Anlagenbetreibern als Substrat eingesetzt.

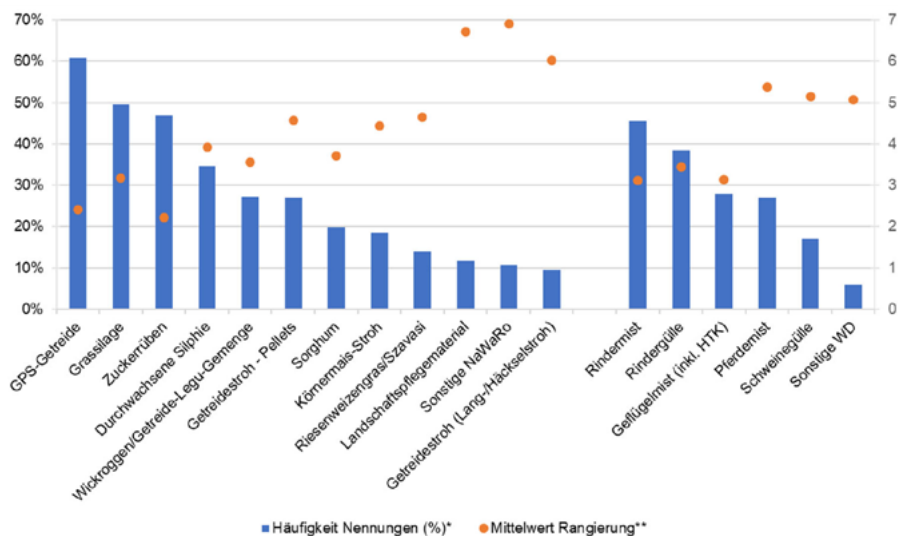


Abb. 2: Alternativsubstrate zu Mais und Getreidekorn; * „Welche Substratalternativen würden Sie in Ihrer Biogasanlage einsetzen bzw. in Ihrem Anteil erhöhen, wenn Sie den Anteil an Mais (Maissilage, CCM, LKS, Körnermais) und Getreidekorn reduzieren müssten?“ ** „Bitte ordnen Sie die ausgewählten Alternativsubstrate nach der Vorzüglichkeit für Ihre Biogasanlage.“ (n = 301) © Mohrmann)

Bei der Frage nach den Substratalternativen, die bei Anlagenbetreiber bei einer verpflichtenden Reduktion der Anteile an Mais (Maissilage, CCM, LKS, Körnermais) und Getreidekorn in Frage kämen (Abb. 2), dominieren klassische nachwachsende Rohstoffe wie GPS-Getreide, Grassilage und Zuckerrüben. Bei den Wirtschaftsdüngern werden Rindermist und Rindergülle präferiert. Vor dem Hintergrund der Düngeverordnung sind Zuckerrüben, Grassilage und Wirtschaftsdünger entweder aufgrund einer verhältnismä-

Big hohen Nährstofffracht an Stickstoff oder des Lagerraumbedarfs als ungünstig einzustufen (Reinhold 2019). Letzteres trifft insbesondere für flüssige Wirtschaftsdünger zu (Gers-Grapperhaus et al. 2017). Die Durchwachsene Silphie und Getreidestrohpellets werden von knapp 35 % bzw. 27 % der Anlagenbetreiber als denkbare Alternativsubstrate genannt. Die separate Rangierung der in Frage kommenden Substrate ergibt eine ähnliche Abfolge wie nach der Häufigkeit der Nennung, wobei Strohpellets hierbei erst nach Sorghum und Körnermais-Stroh eingeordnet werden. Insbesondere bei Getreidestrohpellets wird nach aktuellem Kenntnisstand zur Getreidestrohvergärung ein verhältnismäßig niedriger Gärrestanfall bei geringer Nährstofffracht erwartet (Reinhold 2019).

3 Fazit

Ein Großteil der Biogasanlagen erfüllt aktuell nicht die geltenden Anforderungen an die Gärrestlagerdauer von neun Monaten. Die Umstellung der Inputsubstrate wird von Biogasanlagenbetreibern als mögliche betriebliche Anpassungsreaktion in Erwägung gezogen und bietet diesen vor dem Hintergrund sich ändernder, rechtlicher Rahmenbedingungen (EEG, RED II) die Chance, sich in mehrfacher Hinsicht auf künftige Anforderungen einzustellen. Getreidestrohpellets können hierbei einen Lösungsansatz darstellen, der im Rahmen des vom Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) geförderten Projekts StroPellGas näher betrachtet werden soll.

Literatur

- Albers, J.-H.; Freytag, A. (2018): Auswirkungen der neuen Düngeverordnung auf Biogasanlagen. <https://m.lwk-niedersachsen.de/?file=29547>, Zugriff am 20.05.2021
- Bernigau, S. (2017): Eine Marketing-Strategie für nachhaltigere Biokraftstoffe in Deutschland. Ein Ansatz zur Verbesserung der Konsumentenakzeptanz? Wiesbaden, Springer Gabler, S. 63–98
- Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) (2020): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2021) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist
- DüV (Düngeverordnung) (2020): Verordnung über die Anwendung von Düngemitteln, Bodenhilfsstoffen, Kultursubstraten und Pflanzenhilfsmitteln nach den Grundsätzen der guten fachlichen Praxis beim Düngen (Düngeverordnung - DüV) vom 26. Mai 2017 (BGBl. I S. 1305), die durch Artikel 1 der Verordnung vom 28. April 2020 (BGBl. I S. 846) geändert worden ist

- Gers-Grapperhaus, C.; Hartmann, S.; Keymer, U.; Messner, J.; Reinhold, G.; Schünemann-Plag, P.; Wernsmann, P. (2017): Anpassungsstrategien für Biogasanlagen. KTBL-Heft 118, Darmstadt, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
- Grösch, N.; Trox, C.; Saidi, A.; Zörner, W.; Grüner, V.; Baumkötter, D.; Brüggling, E.; Wetter, C.; Glötzl, M.; Kilburg, U.; Gleich, J.; Wagner, R.; Vogt, R. (2020): Biogas nach dem EEG – (wie) kann's weitergehen? Handlungsmöglichkeiten für Anlagenbetreiber. 3. Auflage. https://www.fh-muenster.de/egu/downloads/biogas/Biogas_nach_dem_EEG_REz_AB_Broschuere.pdf, Zugriff am 20.05.2021
- Mohrmann, S.; Deutsch, M.; Schaper, C. (2021): Der Markt für Bioenergie. GJAE 70, Supplement, S. 103–127
- Neumann, H. (2020): Gärrestlagerung: Rechtssicherheit für Biogasanlagen erreicht. <https://www.topagrar.com/energie/news/gaerrestlagerung-rechtssicherheit-fuer-biogasanlagen-erreicht-11947417.html>, Zugriff am 06.05.2021
- Reinhold, G. (2019): Bewertung der Einsatzstoffe für die Biogaserzeugung. 53. Biogas – Fachtagung, Thüringen, http://www.tll.de/www/daten/veranstaltungen/materialien/biogas/1_Reinhold.pdf, Zugriff am 21.05.2021
- Wilken, D. (2020): Düngeverordnung: Novelle schränkt organische Düngung noch stärker ein. Biogas Journal (4), S. 68–70

Förderhinweis

Die Datenerhebung erfolgte im Rahmen des mit Mitteln des BMEL geförderten FNR-Verbundprojektes StroPellGas, Teilvorhaben 2 mit der Förderkennziffer 2219NR075.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Verbundvorhaben Sorghum-Blühmischungen für einen insektenfreundlichen Energiepflanzenbau – produktionstechnische Versuche des Technologie- und Förderzentrums

KATRIN REHAK, MAENDY FRITZ

1 Projekt SoBinEn

Um die ökologische Wertigkeit des Energiepflanzenbaus zu verbessern, wurde das Verbundprojekt „Sorghum-Blühmischungen für einen insektenfreundlichen Energiepflanzenbau“ (kurz: SoBinEn) gestartet. Der Mangel an Artenreichtum im Pflanzenbau wird als Mitverursacher des Insektensterbens diskutiert. Angesichts des Klimawandels, mit Trockenperioden in unseren Breiten, ist eine trockenolerante Kultur wie Sorghum eine gute Alternative zu Mais als Substrat für Biogasanlagen. Dabei bieten blühende Untersaaten eine Möglichkeit, die Diversität in der Agrarlandschaft zusätzlich zu steigern und das Nahrungsangebot für Insekten zu erhöhen. Unser interdisziplinäres Forschungsprojekt SoBinEn hat sich daher zum Ziel gesetzt, geeignete Kombinationen von *Sorghum bicolor* Dual-Typ-Hybriden mit insektenfreundlichen Saatgutmischungen und Untersaaten zu entwickeln.

An diesem Forschungsprojekt sind fünf verschiedene Institutionen (Koordinator JLU Professur für Pflanzenzüchtung; Bieneninstitut der LLH, DSV, TFZ sowie assoziiert NPZ) beteiligt, die alle Aspekte der Agrarwissenschaften, der Insektenforschung sowie der akademischen und privaten (kommerziellen) Pflanzenzüchtung abdecken. Am Technologie- und Förderzentrum (TFZ) liegt der Schwerpunkt auf der pflanzenbaulichen Optimierung der Mischungen.

2 Zielsetzung des Technologie- und Förderzentrums

Am TFZ werden produktionstechnische Verfahren erprobt, die den Anbau von Sorghum mit Untersaaten vereinfachen und die bestehenden Anbaurisiken vermindern sollen. Nur funktionierende und unkompliziert umzusetzende Verfahren werden von der Praxis gut angenommen und umgesetzt. Zur agronomischen Optimierung wurde 2020 *Sorghum bicolor* als Hauptertragsbildner mit verschiedenen Insektentrachtpflanzen (Phacelia, Buchweizen, Perserklee, Sommerwicke und Sonnenblume) als Untersaaten (US) angebaut. Die Fragestellungen befassen sich daher mit der räumlichen wie auch zeitlichen Anordnung der beiden Mischungspartner zueinander, um die interspezifische Konkurrenz möglichst

gering zu halten. Dabei wurde verschiedenen Reihen von Sorghum und Untersaat mit einem Sorghum-US-Gemenges mit unterschiedlichen Reihenabständen verglichen.

Im Versuch zum Aussaatzeitpunkt variierte der Saatzeitpunkt der US. Die Fragestellung hier, steigert eine zeitlich getrennte Aussaat der Untersaat den Trockenmasseertrag? Bei beiden Versuchen soll damit für eine gute Unkrautunterdrückung oder die Möglichkeit einer mechanischen Unkrautkontrolle gesorgt werden. Die Beimengung von Weidelgras kann für die Praxis den Vorteil einer besseren Befahrbarkeit mit weniger Bodenverdichtungen bieten. Daher wurden verschiedene Grasanteile an Deutschem Weidelgras zusätzlich zur US eingesät, um anschließend den Einfluss auf den Ackerboden und dessen Befahrbarkeit zu bewerten.

3 Erste Ergebnisse

Die Resultate demonstrierten in allen Versuchen, dass die US den Ertrag signifikant reduzieren. Die Untersaaten Buchweizen, Sonnenblume und Phacelia wurden sehr stark von Insekten befliegen, gefolgt von Perserklee. Die Ergebnisse des Grasgemenge- und Reihenweite-Versuches zeigten, dass die verschiedenen Faktoren Grasanteil oder Reihenweite keinen Einfluss auf den Ertrag hatten. Positiv zu beurteilen waren die Kombinationen mit Perserklee, da sie einen guten Kompromiss zwischen Ertragsleistung und Blütenangebot boten. Der Versuch zum Aussaatzeitpunkt veranschaulichte deutlich, dass die zeitlich versetzte Saat den später gesäten Mischungspartner negativ beeinflusste. Wurden zuerst die Untersaaten gesät, konnten massive Ertragsverluste im Vergleich zur umgekehrten Saat Reihenfolge beobachtet werden. Die US später zu säen, ermöglichte eine Unkrautregulierung, jedoch entwickelten sich die US durch die Beschattung schlecht und verloren an Attraktivität für Insekten.

Für das Jahr 2021 sind ähnliche Versuche geplant, dabei werden die Ergebnisse und Erfahrungen vom ersten Projektjahr in die Planung miteinbezogen. Ziel ist es, den untersaatspezifischen Effekt auf die Erträge abzuschwächen. Es wurden daher Saaddichten reduziert und zusätzlich die Reihenabstände erweitert, um mechanische Unkrautbekämpfung zu ermöglichen. Bei der zeitlich getrennten Saat von US und Sorghum wird ein optimales Zeitfenster für den Saatzeitpunkt der Untersaat nach der Sorghumsaat erarbeitet. Dadurch soll sowohl das Ertrags- wie das Blütenpotenzial voll ausgeschöpft werden.

Projektpartner

JLU Gießen – Professur für Pflanzenzüchtung (Koordination); LLH, Bieneninstitut Kirchhain; Deutsche Saatveredelung AG – Lippstadt; NPZ, Norddeutsche Pflanzenzucht Hans-Georg Lembke KG, Hohenlieth

Förderhinweis

Gefördert durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages (Förderkennzeichen: 2219NR445).

Mitwirkende

Dr. Sharif Ahmed
Universität Ulm
Ulm

Prof. UZ Dr. Barbara Amon
Leibniz-Institut für Agrartechnik und
Bioökonomie e.V. (ATB) /
University of Zielona Góra
Potsdam / Zielona Góra (Polen)

Katja Andermann
Humboldt-Universität zu Berlin (IASP)
Berlin

Diana Andrade
Bayerische Landesanstalt
für Landwirtschaft (LfL)
Freising

Sven Annas
Fachhochschule Münster
Steinfurt

Katharina Bär
DVGW-Forschungsstelle
am Engler-Bunte-Institut
Karlsruhe
und
Institut für neue Energie-Systeme (InES)
der Technischen Hochschule Ingolstadt
Ingolstadt

Dr. Daniel Baumkötter
Fachhochschule Münster
Steinfurt

Johannes Blattenberger
Hochschule für angewandte Wissenschaften
Landshut
Landshut

Dr.-Ing. Armin Bott
Erdgas Südwest GmbH
Ettlingen

Christina Brandhorst
Universität Hohenheim
Suttgart

Prof. Dr.-Ing. Oliver Brückl
Ostbayerische Technische Hochschule
Regensburg
Regensburg

Dr.-Ing. Elmat Brüggling
Fachhochschule Münster
Steinfurt

Dr. Christoph Budelmann
Budelmann Elektronik GmbH
Münster

Lukas Buntkiel
Helmholtz-Zentrum Dresden Rossendorf
(HZDR)
Dresden

Harun Cakir
Forschungsgemeinschaft Kalk und Mörtel e.V.
Köln

Andrea Colombo
Universita degli Studi di Milano/
Biopract GmbH
Mailand (Italien)/Berlin

Marius Conrady
Humboldt-Universität zu Berlin (IASP)
Berlin

Dr. Vasilis Dandikas
Bayerische Landesanstalt
für Landwirtschaft (LfL)
Freising

Jaqueline Daniel-Gromke
DBFZ Deutsches Biomasseforschungs-
zentrum gemeinnützige GmbH
Leipzig

Martin Degenbeck
Bayerische Landesanstalt für Weinbau
und Gartenbau (LWG)
Veitshöchheim

Anne Deutschmann
Fraunhofer-Institut für Keramische Techno-
logien und Systeme (IKTS)
Dresden

Dr. Stefan Dröge
Prüf- und Forschungsinstitut Pirmasens e.V.
Pirmasens

Gerald Ebertsch
Bayerisches Landesamt für Umwelt
Augsburg

Henning Eckel

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

Dr.-Ing. Mathias Effenberger

Bayerische Landesanstalt
für Landwirtschaft (LfL)
Freising

Dr. Tim Eickenscheidt

Hochschule Weihenstephan-Triesdorf
Freising

Michael Elfering

Fachhochschule Münster
Steinfurt

Dr. Ludger Eltrop

Universität Stuttgart
Stuttgart

Prof. Dr. Christoph Emmerling

Universität Trier
Trier

Erik Ferchau

TU Bergakademie Freiberg
Freiberg

Dr. Maendy Fritz

Technologie- und Förderzentrum
im Kompetenzzentrum für
Nachwachsende Rohstoffe (TFZ)
Straubing

Dr. Gregor Ganzer

Fraunhofer-Institut für Keramische Techno-
logien und Systeme (IKTS)
Dresden

Prof. Dr.-Ing. Mandy Gerber

Hochschule Bochum
Bochum

Jasmin Gleich

Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und
Energie-Netzwerk im Kompetenzzentrum für
Nachwachsende Rohstoffe (C.A.R.M.E.N. e.V.)
Straubing

Dr. Franz-Ferdinand Gröblichhoff

Fachhochschule Südwestfalen
Soest

Norbert Grösch

Institut für neue Energie-Systeme (InES)
der Technischen Hochschule Ingolstadt
Ingolstadt

Victoria Grüner

Fachhochschule Münster
Steinfurt

Dr. Sebastian Hammerschmidt

Forschungsgemeinschaft Kalk und
Mörtel e.V.
Köln

Prof. Dr. Dr. h.c. Uwe Hampel

Technische Universität Dresden
Dresden

Jurek Häner

Fachhochschule Münster
Steinfurt

Dr. Angelika Hanreich

Biopract GmbH
Berlin

Stefan Hartmann

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

Christina Hartung

Hochschule Weihenstephan-Triesdorf
Freising

Prof. Dr. Diana Hehenberger-Risse

Hochschule für angewandte Wissenschaften
Landshut
Landshut

Andreas Heller

Fachhochschule Münster
Steinfurt

René Heller

Universität Hohenheim
Suttgart

Roberto Eloy Hernández Regalado

Fachhochschule Münster
Steinfurt

Dr. Christiane Herrmann

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

Prof. Dr. Hauke Heuwinkel
Hochschule Weihenstephan-Triesdorf
Freising

Julio Elias Hilgert
Leibniz-Institut für Agrartechnik und
Bioökonomie e.V. (ATB)
Potsdam

Alfons Himmelstoß
AEV Energy GmbH
Dresden

Elena Holl
Universität Hohenheim
Stuttgart

Benedikt Hülsemann
Universität Hohenheim
Suttgart

Prof. Dr.-Ing. Hans-Arno Jantzen
Fachhochschule Münster
Steinfurt

Dr.-Ing. Stefan Junnen
Technische Universität Berlin
Berlin

Viktor Kaiser
Bayerisches Landesamt für Umwelt
Augsburg

Sören Kamphus
Fachhochschule Münster
Steinfurt

PD Dr.-Ing. Marianne Karpenstein-Machan
Universität Kassel
Kassel

Prof. Dr. Marian Kazda
Universität Ulm
Ulm

Jan Kelch
Universität Kassel
Kassel

Ulrich Kilburg
Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und
Energie-Netzwerk im Kompetenzzentrum für
Nachwachsende Rohstoffe (C.A.R.M.E.N. e.V.)
Straubing

Rainer Kissel
Bayerische Landesanstalt
für Landwirtschaft (LfL)
Freising

Lukas Knoll
DBFZ Deutsches Biomasseforschungs-
zentrum gemeinnützige GmbH
Leipzig

Robin Koch
Hochschule für Forstwirtschaft Rottenburg
Rottenburg am Neckar

Matthias Körber
Ruhr-Universität Bochum
Bochum

Dr. Peter Kornatz
DBFZ Deutsches Biomasseforschungs-
zentrum gemeinnützige GmbH
Leipzig

Ulrich Krause
AMODIA Bioservice GmbH
Braunschweig

Prof. Dr.-Ing. Hartmut Krause
TU Bergakademie Freiberg
Freiberg

Christian Krebs
DBFZ Deutsches Biomasseforschungs-
zentrum gemeinnützige GmbH
Leipzig

Philipp Kress
Universität Hohenheim
Stuttgart

Jörg Kretzschmar
DBFZ Deutsches Biomasseforschungs-
zentrum gemeinnützige GmbH
Leipzig

Dr. Elena Krimmer
Bayerische Landesanstalt für Weinbau
und Gartenbau (LWG)
Veitshöchheim

Sabine Kurz
Hochschule für Wirtschaft und Umwelt
Nürtingen-Geislingen (HfWU)
Nürtingen

Prof. Dr. Harald Laser
 Fachhochschule Südwestfalen
 Soest

Anna Leithäuser
 Ruhr-Universität Bochum
 Bochum

Dr.habil. Andreas Lemmer
 Universität Hohenheim
 Stuttgart

Dr. Fabian Lichti
 Bayerische Landesanstalt
 für Landwirtschaft (LfL)
 Freising

Prof. Dr.-Ing. Achim Loewen
 Hochschule für angewandte Wissenschaft
 und Kunst
 Göttingen

Johannes Lutz
 SYPOX
 Garching

Manuel Maciejczyk
 Fachverband Biogas e.V.
 Freising

Kornelia Marzini
 Bayerische Landesanstalt für Weinbau
 und Gartenbau (LWG)
 Veitshöchheim

Eric Mauky
 DBFZ Deutsches Biomasseforschungs-
 zentrum gemeinnützige GmbH
 Leipzig

Kerstin Maurus
 Universität Ulm
 Ulm

Sylke Mehnert
 Fachhochschule Münster
 Steinfurt

Theresa Menzel
 Technische Universität Berlin
 Berlin

Georg Messing
 Fachhochschule Münster
 Steinfurt

Sören Mohrmann
 Universität Göttingen
 Göttingen

Prof. Dr. Maria Müller-Lindenlauf
 Hochschule für Wirtschaft und Umwelt
 Nürtingen-Geislingen (HfWU)
 Nürtingen

Prof. Dr. Peter Neubauer
 Technische Universität Berlin
 Berlin

Dr. Hans Oechsner
 Universität Hohenheim
 Stuttgart

Benjamin Ohnmacht
 Universität Hohenheim
 Stuttgart

Dr. Verena Otter
 Universität Göttingen
 Göttingen

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

Dr. Gianluca Pauletto
 SYPOX / Technische Universität München
 Garching / München

Vincent Pelenc
 Biopract GmbH
 Berlin

Dr. Sabine Peters
 AMODIA Bioservice GmbH
 Braunschweig

Prof. Dr. Jens Poetsch
 Hochschule für Forstwirtschaft Rottenburg
 Rottenburg am Neckar

Prof. Dr. Ralf Pude
 Rheinische Friedrich-Wilhelms-Universität
 Bonn
 Rheinbach

Dirk Rabe
 DBFZ Deutsches Biomasseforschungs-
 zentrum gemeinnützige GmbH
 Leipzig

- Dr. Patrice Ramm**
Humboldt-Universität zu Berlin (IASP)
Berlin
- Katrin Rehak**
Technologie- und Förderzentrum
im Kompetenzzentrum für Nachwuchsende
Rohstoffe (TFZ)
Straubing
- Dr.-Ing. Sebastian Reinecke**
Helmholtz-Zentrum Dresden Rossendorf
(HZDR)
Dresden
- Torsten Reinelt**
DBFZ Deutsches Biomasseforschungs-
zentrum gemeinnützige GmbH
Leipzig
- Dr. Gerd Reinhold**
Jena
- Dr.-Ing. Martin Reiser**
Universität Stuttgart
Stuttgart
- Andreas Rembold**
Universität Ulm
Ulm
- Adrian Riendl**
Bayerngas GmbH
München
- Juliana Rolf**
Fachhochschule Münster
Steinfurt
- Dr. Karoline Röper**
Rheinische Friedrich-Wilhelms-Universität
Bonn
Rheinbach
- Thorsten Ruf**
Universität Trier
Trier
- Gregor Sailer**
Hochschule für Forstwirtschaft Rottenburg
Rottenburg am Neckar
- Johannes Schächinger**
Ostbayerische Technische Hochschule
Regensburg
Regensburg
- Dr. Bernhard C. Schäfer**
Julius Kühn-Institut
Braunschweig
- Dr.-Ing. Nico Schneider**
Ruhr-Universität Bochum
Bochum
- Prof. Dr.-Ing. Jürgen Scholz**
Fachhochschule Münster
Steinfurt
- Marion Schomaker**
Fachhochschule Münster
Steinfurt
- Martin Silberhorn**
Hochschule für Forstwirtschaft Rottenburg
Rottenburg am Neckar
- Prof. Dr.-Ing. Roland Span**
Ruhr-Universität Bochum
Bochum
- Jörg Steinbrenner**
Universität Hohenheim
Stuttgart
- Matthias Steind**
Bayerische Landesanstalt
für Landwirtschaft (LfL)
Freising
- Lukas Stohr**
Bayerisches Landesamt für Umwelt
Augsburg
- Martin Strobl**
Bayerische Landesanstalt
für Landwirtschaft (LfL)
Freising
- Prof. Dr.-Ing. Daniela Thrän**
Helmholtz-Zentrum
für Umweltforschung GmbH - UFZ
Leipzig
- Dr. Thomas Venus**
Bayerische Landesanstalt
für Landwirtschaft (LfL)
Freising
- Angela Vesenmaier**
Universität Stuttgart
Stuttgart

Daniel Villwock
Hochschule für Wirtschaft und Umwelt
Nürtingen-Geislingen (HfWU)
Nürtingen

Stefanie Wageneder
Institut für neue Energie-Systeme (InES)
der Technischen Hochschule Ingolstadt
Ingolstadt

Robert Wagner
Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und
Energie-Netzwerk im Kompetenzzentrum für
Nachwachsende Rohstoffe (C.A.R.M.E.N. e.V.)
Straubing

Lukas Weber
Fachhochschule Münster
Steinfurt

Tobias Weide
Fachhochschule Münster
Steinfurt

Dr. Sören Weinrich
DBFZ Deutsches Biomasseforschungs-
zentrum gemeinnützige GmbH
Leipzig

Jürgen Wellerdt
Sächsisches Netzwerk Biomasse e.V.
Rechenberg-Bienenmühle

Prof. Dr.-Ing. Christof Wetter
Fachhochschule Münster
Steinfurt

Lukas Wettwer
Fachhochschule Münster
Steinfurt

Matthias Wildfeuer
Ostbayerische Technische Hochschule
Regensburg
Regensburg

Dr.-Ing. Ines Wilkens
Universität Kassel
Kassel

Gisela Winkler
Bayerisches Landesamt für Umwelt
Augsburg

Manuel Winkler
DBFZ Deutsches Biomasseforschungs-
zentrum gemeinnützige GmbH
Leipzig

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

Prof. Dr.-Ing. Wilfried Zörner
Institut für neue Energie-Systeme (InES)
der Technischen Hochschule Ingolstadt
Ingolstadt

KTBL-Medien



Aschmann, V.; Clemens, J.; Cordes, C.:

Emissionsarmer Betrieb von landwirtschaftlichen Biogasanlagen

2019, 60 S., 9 €, ISBN 978-3-945088-70-8

(Best.-Nr. 40127)

Das Heft zeigt für die Vorbehandlung, die Gasspeicherung, die Gärrestlagerung und Biogasmotoren die technischen Möglichkeiten, mit denen Methanemissionen vermieden oder zumindest gemindert werden können. Die neuralgischen Stellen, an denen erfahrungsgemäß Leckagen am häufigsten auftreten, werden beschrieben. Zudem werden Managementmaßnahmen für eine emissionsarme Energieerzeugung vorgestellt.



Alternative Antriebssysteme für Landmaschinen

2020, 132 S., 24 €, ISBN 978-3-945088-73-9

(Best.-Nr. 11519)

Die Versorgung von Traktoren, Mähreschern, Häckslern und anderen selbstfahrenden Maschinen mit Antriebsenergie ist für die landwirtschaftliche Produktion von entscheidender Bedeutung. Die Verwendung von Biokraftstoffen aus heimischer Produktion oder der Einsatz von elektrischem Strom als Antriebsenergie können Lösungsansätze sein.



Betriebsplanung Landwirtschaft 2020/21

2020, 27. Auflage, 768 S., 26 €, ISBN 978-3-945088-74-6

(Best.-Nr. 19526)

Maschinenkosten kalkulieren oder Arbeitsprozesse und Produktionsverfahren planen: Für die Betriebszweige Pflanzenproduktion und Tierhaltung bietet die 27. Auflage des KTBL-Standardwerkes umfassende Daten und Informationen. Die kostenfreien Web-Anwendungen unter www.ktbl.de ergänzen die gedruckte Datensammlung.



Klimaschutz in der Landwirtschaft

Emissionsminderung in der Praxis

2017, 60 S., 9 €, ISBN 978-3-945088-47-0

(Best.-Nr. 40119)

Das Heft liefert einen Überblick über die wichtigsten Quellen von Treibhausgasen in landwirtschaftlichen Betrieben und zeigt auf, wie Landwirte die Emissionen in ihrem Betrieb mindern können.



Anpassungsstrategien für Biogasanlagen
2017, 64 S., 9 €, ISBN 978-3-945088-39-5
(Best.-Nr. 40118)

Die EEG-Förderrichtlinien ändern sich, die Substrat- und Pacht-
preise steigen und die Umweltauflagen werden verschärft. Betreiber
von Biogasanlagen müssen auf diese neuen Rahmenbedingungen
reagieren. Die Informationen im Heft helfen Handlungsspielraum zu
erkennen und mit den richtigen Entscheidungen den wirtschaftlichen
Betrieb der Anlage weiterhin zu sichern.



Biogas in der Landwirtschaft - Stand und Perspektiven
FNR/KTBL-Kongress vom 9. bis 10. September 2019 in Leipzig
2019, 416 S., 27 €, ISBN 978-3-945088-68-5
(Best.-Nr. 11517)

Die Zukunftsperspektiven, Anlagenflexibilisierung und Klima-
schutzwirkung von Biogasanlagen waren Schwerpunkte des FNR/
KTBL-Biogaskongresses. Rund 35 Posterbeiträge ergänzen den
Tagungsband.



Wietzke, D.; Schmid, W.; Hartmann, S.:
Stromeinkauf in Landwirtschaft und Gartenbau
2019, 64 S., 9 €, ISBN 978-3-945088-65-4
(Best.-Nr. 40125)

Das Heft bietet einen Einblick in die Möglichkeiten und Rahmen-
bedingungen beim Einkauf von Strom. Es zeigt wo günstige Tarife
gefunden, wie Bonusfallen umgangen und wie Rechnungen richtig
kontrolliert werden können. Nicht zuletzt hilft das Heft bei der
Beantwortung der Frage, ob Eigenstrom eine kostengünstige Bezugs-
quelle ist.



Zuckerrüben in Biogasanlagen
Verfahren - Lagerungsverluste - Kosten
2017, 48 S., 9 €, ISBN 978-3-945088-50-0
(Best.-Nr. 40120)

Rechnet sich die Vergärung von Zuckerrüben in Biogasanlagen?
Dieses Heft fasst den aktuellen Stand des Wissens über die verschie-
denen Verfahren zur Nutzung von Zuckerrüben als Biogassubstrat
und die dabei entstehenden Verluste zusammen. Die Substratkosten
werden berechnet und mit denen anderer Substrate verglichen.



Faustzahlen Biogas

2013, 3. Ausgabe, 360 S., 23 €, ISBN 978-3-941583-85-6
(Best.-Nr. 19506)

Das Nachschlagewerk enthält alle relevanten Daten und Fakten zu Biogas in der Landwirtschaft. Es erläutert die Entwicklung des Biogassektors, die technisch-biologischen Grundlagen und die Substratbereitstellung, Gasausbeute, Gärrestverwertung, Wirtschaftlichkeit und Umweltwirkungen.



Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas

Der „Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas“ ist eine Planungshilfe für Biogasanlagen. Durch die Zusammenstellung der verfügbaren Substratarten und -mengen sowie die Wahl der Gasverwertung werden die zu installierende Aggregatleistung und weitere Daten für die Anlagenauslegung ermittelt. In den Ergebnissen werden Richtwerte zur Gasausbeute, sowie anlagenspezifische Kennzahlen, EEG-Vergütung, Gärrestmengen und Düngerwerte des Gärrestes ausgewiesen. Anhand von modular zusammengestellten Modellanlagen werden

Sie finden alle Web-Anwendungen kostenfrei auf unserer Webseite unter www.ktbl.de.



Breitschuh, T.; Breitschuh, G.; Eckert, H.:

Nachhaltig wirtschaften mit KSNL Umwelt-, wirtschafts-, sozial- und tierverträglich

2019, 60 S., 9 €, ISBN 978-3-945088-71-5
(Best.-Nr. 40128)

Dieses Heft gibt einen kompakten Überblick über das „Kriteriensystem Nachhaltige Landwirtschaft“ (KSNL). Die Entwickler von KSNL beschreiben die vier Module Ökonomie, Ökologie, Soziales und Tierverträglichkeit und erläutern den Nutzen für den Landwirt.



Schmid, A.; Krön, K.:

Kalkulation und Kostenanalyse im Lohnunternehmen

2018, 76 S., 20 €, ISBN 978-3-945088-63-0
(Best.-Nr. 11515)

Richtig kalkulieren und analysieren sind die Grundlage für den Erfolg in Lohnunternehmen. Das Buch bietet in der neuen Auflage aktuelle methodische Grundlagen zur Kalkulation von Maschinen- und Personalkosten sowie zur Kostenanalyse. Es zeigt, was bei der Kalkulation von Angebotspreisen bedacht werden muss und stellt Strategien der Preisgestaltung vor.



Faustzahlen für die Landwirtschaft

2018, 15. Auflage, 1.386 S., 30 €, ISBN 978-3-945088-59-3
(Best.-Nr. 19523)

Als verlässliches Nachschlagewerk für produktionstechnische, betriebswirtschaftliche und unternehmerische Kenndaten gehören die „Faustzahlen für die Landwirtschaft“ zu den Standardwerken der Agrarliteratur. Für die 15. Auflage haben rund 80 Expertinnen und Experten aus ihren Fachgebieten interessante und aussagefähige Daten bedeutsamer Quellen zusammengetragen und mit eigenem Wissen ergänzt. Mit den Ergebnissen lassen sich viele Fragen ohne weitere Recherche beantworten.



Strom speichern - Eigenverbrauch steigern Technik - Auslegung - Kosten

2016, 52 S., 9 €, ISBN 978-3-945088-16-6
(Best.-Nr. 40110)

Viele Betreiber von PV-Anlagen oder kleinen Windenergieanlagen wollen möglichst viel ihres erzeugten Stroms auch selbst verbrauchen. In diesem Heft wird die Analyse von Stromerzeugung und -verbrauch und die Möglichkeiten zur Erhöhung des Eigenverbrauchs durch die Verlagerung einzelner Verbraucher und den Einsatz von Stromspeichern beschrieben und bewertet.



Mehr Strom aus Sonne Photovoltaikanlagen optimieren

2016, 56 S., 9 €, ISBN 978-3-945088-11-1
(Best.-Nr. 40109)

Eine Photovoltaikanlage erfüllt nur bei störungsfreiem Betrieb die in sie gesetzten wirtschaftlichen Erwartungen. Störungen sind jedoch häufig und nicht selten schwer zu erkennen. Das Heft zeigt Landwirten, die PV-Anlagen auf ihren Dächern betreiben, wie sie Störungen vermeiden, erkennen und beheben.

Bestellhinweise

Versandkosten werden gesondert in Rechnung gestellt. Preisänderungen vorbehalten.
Wir freuen uns auf Ihre Bestellung. Senden Sie diese bitte an

KTBL, Bartningstraße 49, 64289 Darmstadt | Tel.: +49 6151 7001-189 |
E-Mail: vertrieb@ktbl.de | www.ktbl.de

Sämtliche KTBL-Produkte finden Sie unter www.ktbl.de „Shop“

BZL-Medien

**Rechtsformen in der Landwirtschaft**

Heft DIN A5, 68 Seiten, Bestell-Nr. 1147

ISBN/EAN 978-3-8308-1394-1, 4. Auflage 2020

Hofübergabe, Kooperationen, größere Investitionen - fast immer stellt sich die Frage der passenden Rechtsform. Das Heft berücksichtigt dabei auch neuere, europäische Rechtsformen. Es erläutert alle Kriterien, die bei der Auswahl eine Rolle spielen. Dazu gehören z.B. die Gestaltungsmöglichkeiten von Verträgen, Haftungsfragen und Finanzierungsmöglichkeiten, die Übertragbarkeit von Beteiligungen, die Gewinn- und Verlustverteilung. Auch die erbrechtliche Seite wird angesprochen. Ein weiterer Schwerpunkt sind die Steuern. In Beispielen wird gezeigt, wie die Steuerbelastung in einer GmbH und einer GbR oder die Kapitalertragsteuer ermittelt werden. Abschließend erhalten Leserinnen und Leser Empfehlungen, welche Rechtsform zu welcher Ausgangssituation am besten passt.

**Zwischen- und Zweitfrüchte im Pflanzenbau**

Broschüre DIN A5, 140 Seiten, Bestell-Nr. 1060;

ISBN/EAN 978-3-8308-1328-6, 2. Auflage 2018

Die eigentlich vegetationslose Zeit mit Zwischen- und Zweitfrüchten zu nutzen, hat viele Vorteile: Sie verbessern den Boden durch verbleibende Pflanzenreste auf dem Acker. Außerdem schützen sie Umwelt und Gewässer, weil durch sie Bodenerosion und Nährstoffaustrag vermindert und Biodiversität erhöht wird. In dieser Broschüre lesen Sie, wie Sie Zwischenfrüchte in Ihre Anbausysteme integrieren können: durch Unter- und Stoppsaaten, Sommer- und Winterzwischenfruchtbaue oder durch Zweitfruchtanbau. Dieser wird heute zunehmend durch den Anbau von Futter- oder Energiepflanzen praktiziert.

Bestellungen an

BLE-Medienservice
c/o IBRo Versandservice GmbH
Kastanienweg 1 18184 Roggentin
Telefon: 038204 66544
Telefax: 030 1810 6845 20
E-Mail: Bestellung@ble-medienservice.de

Mehr Infos auf

www.ble-medienservice.de
www.ble.de/bzl

Zum siebten Kongress der Reihe „Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven“ trafen sich Expertinnen und Experten der Biogasbranche erstmals online, um ihre neuesten Erkenntnisse vorzustellen.

Die Entwicklung des Biogassektors in den kommenden Jahren ist ungewiss. Dieser Tagungsband verdeutlicht die aktuellen rechtlichen, ökologischen und ökonomischen Herausforderungen und zeigt innovative Lösungsansätze, die in den Vorträgen und auf Postern präsentiert wurden.

Neben den aktuellen Perspektiven und Herausforderungen sowie verschiedenen Optionen für die Zukunft werden Biomethan, Verfahrensoptimierung, Emissionsminderung sowie der mögliche Einsatz alternativer Substrate thematisiert.

www.ktbl.de € 27 [D]
ISBN 978-3-945088-83-8



9 783945 088838