

Schriftenreihe Umweltingenieurwesen

Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät

Band 105

Tagungsband

15. ROSTOCKER BIOENERGIEFORUM

16. und 17. Juni 2021
online als Videokonferenz

Veranstalter

Universität Rostock

Landesforschungsanstalt für Landwirtschaft und Fischerei MV

Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH



PROFESSUR

**Abfall- und
Stoffstromwirtschaft**

Universität
Rostock



Traditio et Innovatio

Schriftenreihe Umweltingenieurwesen

Band 105

Tagungsband

15. ROSTOCKER BIOENERGIEFORUM

Veranstalter

Universität Rostock

Landesforschungsanstalt für Landwirtschaft und Fischerei MV

Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

am 16./17. Juni 2021

online als Videokonferenz

Professur

Abfall- und Stoffstromwirtschaft

Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät

Tagungsband zum 15. Rostocker Bioenergieforum

HERAUSGEBER

Prof. Dr. Michael Nelles
Universität Rostock
Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät
18051 Rostock

CIP-KURZTITELAUFNAHME

15. Rostocker Bioenergieforum
Universität Rostock
Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät
Rostock, 2021

© Universität Rostock, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät,
18051 Rostock

BEZUGSMÖGLICHKEITEN

Universität Rostock
Universitätsbibliothek, Schriftentausch
18051 Rostock
Tel.: 0381/498-8639, Fax: 0381/498-8632
E-Mail: tausch.ub@uni-rostock.de

Universität Rostock
Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät
Professur Abfall- und Stoffstromwirtschaft
Justus-von-Liebig-Weg 6, 18059 Rostock
Tel.: 0381/498-3401, Fax: 0381/498-3402

ISBN 978-3-86009-524-9
DOI https://doi.org/10.18453/rosdok_id00003024

Gedruckt in Deutschland auf Recyclingpapier.

Die Verantwortung für den Inhalt der Beiträge und die Abbildungen liegt bei den jeweiligen Autoren/-innen.

Inhalt

Vorwort.....	9
--------------	---

PLENARVORTRÄGE

Daniela Thrän, Urs Moesenfechtel

Nachhaltige Bioökonomie in Deutschland – wie kann das funktionieren?	13
--	----

Christina Dornack, Axel Zentner

Biogene Reststoffe – ein wichtiger Stoffstrom für die Kreislaufwirtschaft, Bioökonomie und Energieversorgung.....	25
--	----

Martin Maslaton

Die Novelle des EEG – Veränderte Rahmenbedingungen für Neuanlagen, Perspektiven für Bestandsanlagen – was bringt das EEG 2021?	33
---	----

Forum A Biokraftstoffe

Michael Kralemann

Potenzialanalyse regionaler Rohstoffe zur Erzeugung von Biogas als Kraftstoff	41
--	----

Karin Naumann, Franziska Müller-Langer

Weiterentwicklung der Quote zur Treibhausgasvermeidung	47
--	----

Andreas Gurgel, Katharina Riebe

Nutzung von Leguminosenuntersaaten zur Senkung des N-Düngereinsatzes im Winterraps.....	57
--	----

Chandra Kanth Kosuru, Simon Eiden, Hajo Hoffmann, Klaus Lucka

Lignin als Basis für erneuerbare Schiffskraftstoffe (HFO und MGO) – Ein Einblick in den Stand des EU-Horizon-2020-Projektes „IDEALFUEL“	67
--	----

Zaur Jumshudzade, Hans Marten Paulsen

Carbon Farming – Biomasseanbau und Kohlenstoffanreicherung in landwirtschaftlichen Böden	75
---	----

Forum B Biogas

Patrick Matschoss, Bernhard Wern, Juri Horst, Yue Zheng

Der Beitrag von Biomethan und synthetischem Methan zu einem Energie- wende-kompatiblen Gassektor	81
---	----

Zoltan Elek

Biomethan jetzt erst recht: Welche neuen Chancen bringen EEG 2021
und Kraftstoffmarkt? 95

Michael Menden, Jan Sprafke, Jens Born, Michael Nelles, Holger Schneider
Standardisierte Kleinst-Biogasanlagen zur Vergärung von Schweinegülle ...103

Benedikt Hümmer, Tanja Mast, Uwe Holzhammer
Einflussfaktoren auf das Erlöspotential von Biogasanlagen
in Smart Markets109

*Silvia Kohlmann, Abdallah Nassour, Jan Sprafke, Sebastian Foth,
Frank Zörner, Laurine Larsen, Markus Piechocka*
Sozioökonomische und wirtschaftliche Technikbewertung ausgewählter
Verwertungslinien 119

Britt Schumacher, Nadja Rensberg, Walter Stinner, Michael Nelles
Güllemanagement an Biogasanlagen 131

Karsten Schmoock, Norbert Rossow
Projekt Kombi-Max..... 141

Alfons Himmelstoß
 T_{low} -Verfahren, Vergärung von Hühnermist 147

Helmut Döhler, Susanne Döhler, Udo Hölker
Ermittlung des Biogasbildungspotenzials von Schweinekot
im Gasertragstest.....153

Anika Klein, Kilian Hartmann
Bedeutung von Biogasanlagen in virtuellen Kraftwerken zur Stabilisierung
von Netzen und Märkten.....159

Eric Mauky, Sören Weinrich, André Brosowski, Tim Krause, Jörg Kretzschmar
Bewertungssystematik zur Eignung landwirtschaftlicher Reststoffe
für die Flexibilisierung des Biogasprozesses.....169

Maximilian Fechter, Matthias Kraume
Versuchsanlage zur Ammoniakstrippung 177

Richard Arthur, Sebastian Antonczyk, Sandra Off, Paul Scherer
Continuous Anaerobic Digestion of Wheat Straw with 'Synthetic Manure'189

Janet Nagel, Janine Laumer, Matthias Plöchl
Optimierter Textilreaktor für anaerobe Vergärung 209

<i>David Wagner, Wolfgang Schlüter</i> Entwicklung physikalisch motivierter maschineller Lernverfahren zur modellbasierten Regelung	215
---	-----

<i>R. E. Hernández Regalado, T. Weide, D. Baumkötter, L. Wettwer, J. Häner, E. Brüggling, J. Tränckner, C. Wetter</i> Optimization of the conventional agricultural biogas plant by the integration of a high-rate reactor	229
--	-----

<i>Andrea Schüch, Jan Klein, Jan Sprafke, Michael Nelles</i> Verwertung von Reststoffen aus der Aquakultur	241
---	-----

<i>Sebastian Foth, Jan Sprafke, Michael Nelles</i> Utilization of water care material (WCM) in anaerobic digestion.....	257
--	-----

Forum C Thermische Nutzung fester Bioenergieträger

<i>Frank Wenzel</i> Kommunale Abfallströme als Input von Bioenergieträgern – rechtliche Rahmen für die Erfassung und die Verwertung	275
---	-----

<i>I. Hartmann, G. Krämer, W. Wiest, J. Ho, D.Hess, C. Thiel, J. Kossack, L. Lehmenkühler, M. König</i> Entwicklung einer mit Präzisionshackgut beschickten emissionsarmen Einzelraumfeuerungsanlage	283
--	-----

<i>M. Wenzel, W. Wichtmann, T. Dahms, N. Körner, V. Beckmann, M. Barz, G. Kabengele</i> Der Einfluss verschiedener Erntetermine auf die Zusammensetzung der verbrennungskritischen Inhaltsstoffe in Biomasse aus Paludikultur	295
---	-----

<i>Silvia Kohlmann</i> Waste to energy in Brasilien	301
--	-----

<i>Johannes Steinbrück, Leonhard Walz, George Francis</i> Karbonisierung mittels Biomass-Steam-Processing	311
--	-----

<i>Torsten Schmidt-Baum, Laura García Laverde, Daniela Pomsel, Nora Szarka, Volker Lenz</i> „Handwerkerschafts-Dilemma“ beim Umstieg auf Biomasseheizanlagen	321
---	-----

<i>Alexander Dottei, Dorian Holtz, Niklas Gierenz, Karsten Müller</i> Multiphysikalische CFD-Simulation zur Optimierung der Klärschlamm- verbrennung in stationären Wirbelschichten und zur Optimierung des Designs.....	339
---	-----

Forum B (Donnerstag) Bioenergie

<i>Tino Barchmann, Martin Dotzauer, Nadja Rensberg</i> Bioenergieanlagen in Deutschland bis 2035 – Eine ökonomische Analyse unter den Rahmenbedingungen des EEG 2021	343
<i>Marius Hachenberg, Hendrik Steinort, Ruth Heer</i> Bioenergie und Strukturförderung im Rahmen der Energiewende	355
<i>Mario Augusto Alexandre Coelho</i> Energiewende ohne Biomasse? Gibt es Geld dafür?	367
<i>Kerstin Jäkel</i> Wertschöpfungsketten von Sorghumarten und -typen für die Bioenergie	379
<i>Janina Fröhlich, Satyanarayana Narra, Michael Nelles, Georg-Heinrich Klepp</i> FES Field Lab – Ein ortsunabhängiges Speicherkraftwerk im Demonstrationsmaßstab	391
<i>Bassel Ibrahim, Detlef Gutjahr, Ulrich Zinser, Sebastian Wohlrab, Maik Orth</i> Einsatz der Carbonisierung bei der Kompostierung und Verwertung von Abfällen aus der Biotonne „Go Green“	393

Zusätzliche Beiträge

<i>Marén Podewski, Lynn Vincent, Anja Schreiber, Uta Breuer</i> Entwicklung eines neuartigen biochemischen Verfahrens zur Schwefel-Separation aus Gasen	407
<i>Ruth Gebauer, Gert Morscheck</i> Anaerobe Behandlung von Prozesswasser aus der HTC von Reisstroh zur Methanproduktion	413
<i>Sebastian Foth, Jan Sprafke, Michael Nelles</i> COASTAL Biogas – Utilization of seaweed (<i>Zostera marina</i>) as co-substrate in anaerobic digestion	431
KOOPERATIONSPARTNER	449
DIE VERANSTALTER	465
In dieser Reihe bisher erschienen	475

Das 15. Rostocker Bioenergieforum wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft gefördert.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Ernährung
und Landwirtschaft



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Diese Veranstaltung wird weiterhin gefördert durch:



VRD STIFTUNG
FÜR ERNEUERBARE
ENERGIEN



Vorwort

Die Energieversorgung Deutschlands muss im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung in den nächsten Jahrzehnten vollständig auf erneuerbare Energien (EE) umgestellt und die Versorgung der Industrie mit organischen Grundstoffen möglichst weitgehend von petro- auf biobasierte Stoffe ausgerichtet werden. Dieses ambitionierte Ziel der langfristigen Integration von Biomasse in ein nachhaltiges Energie- und Bioökonomiesystem ist nur erreichbar, wenn die Biomasse effizient, umweltverträglich und mit höchstmöglichem volkswirtschaftlichem Nutzen eingesetzt wird.

Für die nun in Deutschland bereits für das Jahr 2045 angestrebte Klimaneutralität sind die konsequente Energieeinsparung und die vollständige Umstellung auf EE grundlegende Voraussetzungen und zusätzlich müssen negative Emissionen generiert werden. Die stoffliche und energetische Koppel- und Kaskadennutzung biogener Ressourcen ist zentrales Element einer klimaneutralen Bioökonomie, wobei insbesondere die Kohlenstoff- und Nährstoffkreisläufe zu schließen sind. Bioenergie ist dabei aus nachhaltigen Rohstoffen und Reststoffströmen bereitzustellen.

Derzeit erzeugen wir in Deutschland aus EE erst rund 15 % der benötigten Energie und die Bioenergie bringt mit einem Anteil von etwa 60 % der EE den Großteil auf die Waagschale. Bezogen auf die Einsatzgebiete waren dies 2020 etwa 20 % an der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie fast 90 % der erneuerbaren Wärme und regenerativen Kraftstoffe. Bei der Umstellung z.B. der Chemischen Industrie auf Nachwachsende Rohstoffe sind wir mit einem Anteil von < 15 % ebenfalls noch am Anfang, d.h. > 85 % der Rohstoffbasis sind fossiler Natur (alleine 75 % Erdöl). Hier sind künftig auch PtX-Konzepte gefragt, die z.B. die CO₂-Emissionen, H₂ und Biomethan als Basis für neue Produkte nutzen. Diese Zeilen sind schnell geschrieben, bedeuten aber, dass wir eine Jahrhundertaufgabe vor uns haben, allerdings leider nur noch rund 20 Jahre Zeit für die Implementierung der nachhaltigen Lösungen!

Vor diesem Hintergrund veranstalten wir in diesem Jahr das 15. Rostocker Bioenergieforum, um die aktuellen Entwicklungen in Wissenschaft und Praxis im Bereich der energetischen und integrierten stofflichen Verwertung von Biomasse in der gesamten Breite zu diskutieren.

Leider können wir wegen der immer noch andauernden Corona-Pandemie keine Präsenzveranstaltung durchführen, so dass nur das Onlineformat als Plan B bleibt. Insbesondere das direkte Gespräch zwischen Forschern, Praktikern und Politikern in den Pausen und bei der Abendveranstaltung fehlt nun leider wieder und wir hoffen sehr, dass wir das 16. Bioenergieforum im Sommer 2022 wieder als Präsenzveranstaltung durchführen können!

Über die auch in diesem Jahr große Resonanz zu unserem Call for Paper haben wir uns sehr gefreut und auf dieser Basis konnten wir wieder ein sehr interessantes Vortragsprogramm zusammenstellen. Im vorliegenden Tagungsband sind die schriftlichen Beiträge enthalten, die Sie hoffentlich für Ihre laufenden Aktivitäten im Bereich der energetischen und integrierten stofflichen Verwertung von Biomasse nutzen können. Auch die Kontaktdaten der Referierenden finden Sie am Ende der Beiträge, so dass eine direkte Kontaktaufnahme möglich ist.

Bleiben Sie gesund und beste Wünsche im Namen der Veranstalter!



Prof. Dr. mont. Michael Nelles
Professur für Abfall- und Stoffstromwirtschaft
Universität Rostock

Wissenschaftlicher Geschäftsführer
DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

PLENARVORTRÄGE

FACHÜBERGREIFEND

Nachhaltige Bioökonomie in Deutschland – wie kann das funktionieren?

Herausforderungen einer Welt im Wandel

Der Erhalt der natürlichen Lebensgrundlagen ist eine der großen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts. Klimawandel, ungebremster Flächenverbrauch für menschliche Bedarfe und Biodiversitätsverlust sind aktuelle Entwicklungen, die in den nächsten zehn Jahren grundlegend reduziert sein müssen, um die Entwicklungsmöglichkeiten der kommenden Generationen zu erhalten.

Gleichzeitig ist das verfügbare Wissen in der Welt heute so hoch wie noch nie. Die Geschwindigkeit bei der Impfstoffentwicklung zur Bekämpfung der Covid19-Pandemie hat gezeigt, dass gerade biologisches Wissen zur Lösung drängender Probleme genutzt werden kann.

Der schnelle Ausstieg aus der Nutzung fossiler Rohstoffe, die überlegte Nutzung der verfügbaren Biomasse, die Etablierung von ressourcenschonenden Technologien, Produkten und Lebensweisen und die Nutzung von biologischem Wissen sind wichtige Elemente um den notwendigen Wandel zügig zu bewältigen.

Die Hoffnung: Bioökonomie

Eine mögliche Antwort auf die drängenden Herausforderungen der Zukunft wird in einer nachhaltigen, kreislaufforientierten „Bioökonomie“ gesehen, die mit einem zunehmenden Geltungs- und Gestaltungsanspruch formuliert wird. Der „Deutsche Bioökonomierat“ versteht darunter

„die Erzeugung, Erschließung und Nutzung biologischer Ressourcen, Prozesse und Systeme zur Bereitstellung von Produkten, Verfahren und Dienstleistungen in allen wirtschaftlichen Sektoren und im Rahmen eines zukunftsfähigen Wirtschaftssystems“.

Das Ziel der Bioökonomie ist es ein neues wirtschaftliches Handeln zu etablieren, das ohne einen intensiven Rohstoffverbrauch und den damit verbundenen Umweltbelastungen einhergeht. Der Verzicht auf fossile Energieträger und die Nutzung erneuerbarer Ressourcen soll effiziente und nachhaltige Produktions- und Konsumstrukturen ermöglichen. Durch diese Transformation soll die dauerhafte Leistungsfähigkeit der Ökosysteme bewahrt und damit die natürlichen Lebensgrundlagen erhalten werden – was jedoch nur durch die Reduzierung des Nutzungsdrucks und Flächenverbrauchs sowie die Gestaltung multifunktionaler Landschaften erreichbar ist.

Eine Transformation ist also nur möglich, wenn Natur und Umwelt nicht weiter zerstört werden, wenn ihre Produktivkräfte erhalten bleiben und sowohl Ressourcen wie auch das Naturkapital effizient und nachhaltig genutzt werden.

Jedoch benötigt Bioökonomie Biomasse. Diese ist aber begrenzt und das Wachstum von Biomasse benötigt Platz und Zeit. Selbst erneuerbare Ressourcen sind in ihrer Nutzungsmöglichkeit und -dauer absehbar begrenzt und können nicht endlos erneuert werden. Ebenso birgt die Biomasseproduktion ökologische und soziale Risiken.

Dreiviertel der globalen Landflächen (außer Grönland und die Antarktis) werden bereits jetzt 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, die jedoch nicht weiter genutzt werden sollten, will man den Klimawandel und Biodiversitätsverlust nicht weiter fortschreiben.

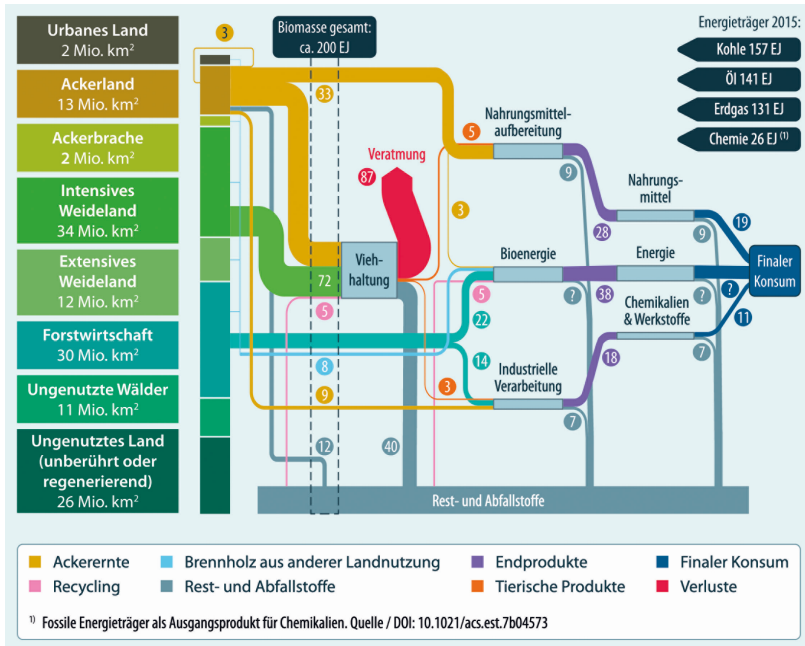


Abb. 1: Flussdiagramm aller geernteten globalen Biomasseflüsse in Exajoule für das Jahr 2000. Die linke Spalte illustriert die Nutzung der globalen Landflächen. (Quelle: eigene Darstellung, basierend auf den Daten aus Angerer et al. 2016. (Quelle: Thrän, Moesenfechtel 2020.)

Weniger als die Hälfte der weltweit geernteten Biomasse (siehe Abb. 1) kommt in Form von Nahrungsmitteln, Energieträgern, Chemikalien und Werkstoffen beim Menschen an. Ein Großteil der Reststoffe der Pflanzen- und Holzernte ver-

bleiben auf dem Feld oder im Wald und tragen unter anderem zur natürlichen Düngung des Bodens, zur Humusbildung und zum Erhalt der Artenvielfalt bei. Nutzbare Rest- und Abfallstoffe fallen bei der Ernte und Weiterverarbeitung von Biomasse an, aber auch bei oder nach der Nutzung (Angerer et al. 2016).

Die Biomassenutzung durch den Menschen erfolgt weltweit betrachtet nur wenig kreislauf- und ressourcenschonend. Aus Vergleichen von Biomasse- mit fossilen Stoffströmen geht ebenso hervor, dass es nicht nachhaltig wäre, unsere aktuelle Wirtschaftsweise komplett mit Biomasse versorgen zu wollen. Die gesamten Biomasseernte 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).

Eine nachhaltige Bioökonomie 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 immer noch wachsenden Weltbevölkerung erfüllen zu können.

Die weltweiten Stoffströme (Abb. 1) zeigen: das ist absehbar nur möglich, wenn sowohl ein schneller Umstieg auf erneuerbare Energien wie Sonne und Wind erfolgt und der Ressourcenverbrauch sinkt – denn nur dann ist es möglich mit der begrenzten Biomasse weitere Sektoren wie Bau oder Chemie zu versorgen.

Handlungsrahmen der Bioökonomie

Die Bioökonomie ist, wie andere Konzepte auch, normativen Handlungsrahmen unterworfen, an der sie ausgerichtet und gemessen wird. Die Nachhaltigkeitsziele (Sustainable Development Goals – SDGs) der Vereinten Nationen stellen dabei einen wichtigen, von vielen Regierungen und Akteuren als legitim erachteten, verbindlichen Handlungsrahmen dar. Mit den SDGs wird das Ziel kommuniziert, die Zukunft der Erde so zu nutzen, dass alle Länder der Erde gerechte Entwicklungschancen erhalten – ohne dass dadurch die Entfaltungschancen zukünftiger Generationen geschmälert werden.



Abb. 2: Eine Analyse der Perspektiven und Interessen deutscher Bioökonomie-Stakeholdergruppen zu den SDGs ergab, dass diese den SDGs jeweils unterschiedliche Relevanzen für die Bioökonomie zusprachen. Die Präferenzordnung wurde durch Mittelwerte der Relevanzen eines SDGs aller Stakeholdergruppen bestimmt. Es zeigte, sich daß alle Stakeholder den Beitrag der BÖ zur Bioökonomie zu den Zielen 2 (Kein Hunger), 12 (Nachhaltiger Konsum und Produktion), 14 (Leben unter Wasser) und 15 (Leben an Land) sehr hoch einschätzten. (Quelle: Thrän, Moesenfechtel 2020.)

Um zu verstehen wo, wie und durch wen die Bioökonomie zur Umsetzung der SDG-Ziele beiträgt, bedarf es eines detaillierteren Blicks auf die Bioökonomie. Nur so ist ein SDG-bezogenes, strategisches Vorgehen bei Bioökonomieaktivitäten möglich. Vor dem Hintergrund ist ein systemischer Blick auf die Bioökonomie sinnvoll und eine Unterscheidung von Teilbereichen sinnvoll. Betrachtet man bspw. die Bioökonomie entlang ihrer vornehmlich genutzten Ressourcen, ergeben sich die Teilbereiche pflanzenbasierte, holzbasierte, marine, tierbasierte, mikroorganismenbasierte oder abfall- und reststoffbasierte Bioökonomie. Darüber hinaus entwickelt sich eine nicht-biomasse-basierte, die digitale Bioökonomie.

Gleichwohl sind die verschiedenen Bioökonomien durch einen vergleichbaren Handlungsrahmen gekennzeichnet. So stellen, beispielhaft dargestellt (vgl. dazu

Abb. 3), Land- und Forstwirte, Fischer und Biotechnologen natürliche oder künstlich erzeugte Biomasse bereit, Techniker:innen aus verschiedenen Bereichen (z.B. Lebensmittel-, Holz-, Biotechniker, Konstrukteure, Pharmazeuten ...) verarbeiten diese Biomasse zu verschiedenen, vielfältigen Produkten, die sodann von Unternehmen in den Markt gebracht und gehandelt und von Konsumenten genutzt und verbraucht werden.

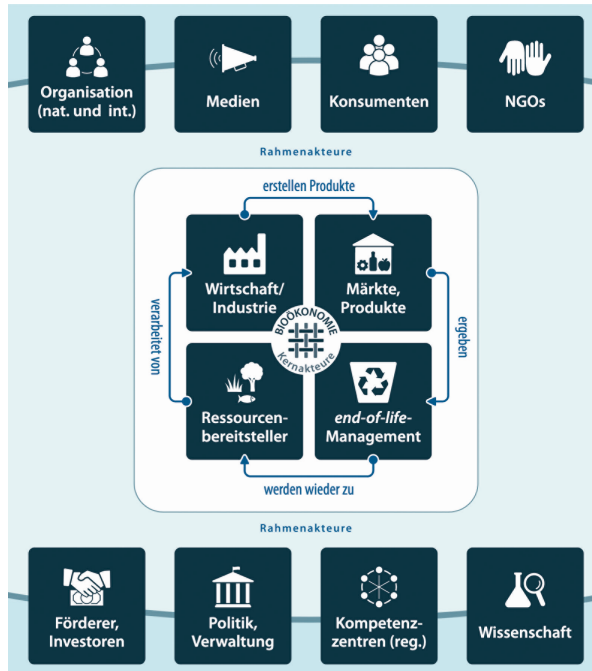


Abb. 3: Schematische Darstellung des Handlungsrahmens der Bioökonomie.
(Quelle: eigene Darstellung in: Thrän, Moesenfechtel 2020.)

Die Reststoffe werden von der Energie- und Abfallwirtschaft weiterverwendet und oder entsorgt. Forscher:innen suchen nach neuen Komponenten, Verfahren und Produkten, aber auch nach Bewertungsmaßstäben, welche Nutzungen welche Effekte auf Umwelt, Wirtschaft und Gesellschaft haben. Politiker:innen gestalten, unter dem kritischen Blick der Wähler:innen, die Rahmenbedingungen, welche Anforderungen an Anbau, Produktion und Nutzung zu stellen sind und versuchen die Stoffströme mit Zertifikaten, Steuern und Abgaben zu steuern. Zusammenschlüsse und Kooperationen (unterschiedlichster Art) wie zum Beispiel Kompetenzzentren, Verbände und nationale und internationale Organisationen und NGOs dienen dem Austausch, bündeln Interessen und wollen den jeweiligen Systembeitrag beschleunigen.

Strategische Wege. Die Nationale Bioökonomiestrategie

Den Handlungsrahmen der Bioökonomie nachhaltig zu entwickeln ist auch Ziel der nationalen und europäischen Bioökonomiestrategien. Diese basieren jedoch nicht allein auf den SDGs, sondern auch auf weiteren politischen Handlungsrahmen wie z.B. dem „EU Green Deal zur Klimaneutralität 2050“, oder den Handlungsempfehlungen der „Kommission ‚Wachstum Strukturwandel und Beschäftigung‘“.

Auf europäischer Ebene werden in der EU-Bioökonomiestrategie „A sustainable Bioeconomy for Europe: strengthening the connection between economy, society and the environment“ konkrete Handlungsfelder und Maßnahmen festgelegt. Die zentralen Punkte mit ihren Untersetzungen lauten:

- 1) Biobasierte Wirtschaft in Europa ausbauen und stärken
- 2) Regionale und lokale Bioökonomien ausbauen
- 3) Ökologischen Grenzen der Bioökonomie erkennen



Diese vielfältigen nationalen, internationalen und vor allem europäischen Handlungsrahmen werden in der deutschen „Nationalen Bioökonomiestrategie (NBÖS)“ aufgegriffen (Abb. 4) bzw. für die Bioökonomie in Deutschland konkretisiert.

Diese von BMBF und BMBF erarbeitete Strategie trat im Januar 2020 in Kraft und ist eine Zusammenführung, Bündelung und Weiterentwicklung der bisherigen Nationalen Politikstrategie aus dem Jahr 2013 (sowie dem damit verbundenen Fortschrittsbericht zur Politikstrategie aus dem Jahr 2016) sowie der Nationalen Forschungsstrategie aus dem Jahr 2010.

Abb. 4: Titelbild der Nationalen Bioökonomiestrategie. Illustration: Florian Sängler für BMBF
https://www.bmbf.de/upload_filestore/pub/BMBF_Nationale_Biooekonomiestrategie_Langfassung_deutsch.pdf

Eine interministerielle Arbeitsgruppe Bioökonomie (IMAG BÖ) begleitet die Umsetzung der Strategie innerhalb und zwischen den Ministerien. Die Mitarbeit in der IMAG BÖ steht allen Bundesressorts offen. Mit der NBÖS legt die Bundesregierung die Leitlinien und Ziele ihrer Bioökonomiepolitik fest und benennt Maßnahmen für deren Umsetzung. Mit der NBÖS sollen politischen Aktivitäten in einem kohärenten Rahmen erfolgen. Dieser Anspruch wird zusätzlich durch das „Wissenschaftsjahr 2020/21“ unterstrichen, der eine breite gesellschaftliche Diskussion zum Thema „Bioökonomie“ anregen will.

In der NBÖS wurden sechs maßgebliche, handlungsleitende Ziele für die Bioökonomie festgelegt und untersetzt:

- 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 Forschungskooperationen.

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.

Um der Bioökonomie als umfassendem Ansatz gerecht zu werden, setzt die Bundesregierung übergreifende Instrumente zur Umsetzung der Strategie ein. Dazu gehören die Zusammenarbeit des Bundes mit den Ländern, europäische und internationale Zusammenarbeit, Maßnahmen zur Kommunikation und für einen offenen Dialog mit gesellschaftlichen Gruppen, Maßnahmen zur Förde-

rung von Qualifikation und Fachkräften sowie die Etablierung eines Bioökonomie-Monitorings. Ebenso wird, wie bereits in den vorangegangenen Jahren, ein Beratungsgremium – der Bioökonomierat – eingerichtet.

Der Auftrag des Bioökonomierats

Der Bioökonomierat berät die Bundesregierung bei der Umsetzung der „Nationalen Bioökonomiestrategie“ mit dem Ziel, optimale Rahmenbedingungen für ein nachhaltiges Wirtschaften auf Grundlage biobasierter Ressourcen zu schaffen. Er ist ein unabhängiges und ehrenamtliches Beratungsgremium. Seine 20 Mitglieder aus Zivilgesellschaft, Wissenschaft und Wirtschaft decken mit ihrem Sachverstand das Thema Bioökonomie inhaltlich in einer großen Breite ab. Sie benennen wichtige Handlungsfelder für die Politik, suchen nach Wegen für nachhaltige Lösungen und stellen ihre Erkenntnisse in einen globalen Zusammenhang. Die Empfehlungen und Hintergrundpapiere des Rates sind öffentlich.

Der Rat führt einen offenen Dialog mit der Gesellschaft, um Interesse für biobasierte Anwendungen zu wecken und über deren Beitrag für eine nachhaltigere Lebenswelt zu diskutieren. Zudem gibt er Empfehlungen, wie Aus- und Weiterbildung sowie Forschung und Entwicklung optimal unterstützt werden können. Die Tätigkeit des Rates orientiert sich dabei sowohl an langfristigen Zielen, als auch an aktuellen politischen Anforderungen. Der Bioökonomierat treibt darüber hinaus die Vernetzung der Bioökonomie voran, z.B. durch den Austausch mit anderen Räten oder international mit dem International Advisory Council on Global Bioeconomy – IACGB. Der 3. Bioökonomierat amtiert seit Dezember 2020 für die Dauer von drei Jahren.

Bausteine für eine nachhaltige Bioökonomie

Die wesentlichen Bausteine zum Aufbau und Verstetigung einer Nachhaltigen Bioökonomie (in Deutschland und weltweit) im Sinne der SDGs sind allen voran die Sicherung, Bewahrung und Erweiterung (intakter) (Natur-)Ressourcen; die Erfassung der Biomasseverfügbarkeit (vor allem der Reststoffpotenziale und deren aktuelle Nutzung), der Aufbau eines kohärenten Rechtsrahmens für biogene Abfälle und Reststoffe, die Entwicklung innovativer Produkte, Verfahren und Anwendungen und das Vorantreiben weiterer technischer und sozialer Innovationen in denen Bioökonomie wachsen kann.

Der rechtliche Rahmen für biogene Abfälle bspw. wird durch Gesetze und Richtlinien auf EU- sowie auf Bundes- und Landesebene vorgegeben. Für Abfälle gibt bspw. die verbindliche Abfallhierarchie vor, in welcher Rangfolge Maßnahmen zur Abfallbewirtschaftung stehen: 1) Vermeidung, 2) Vorbereitung zur Wiederverwendung, 3) Recycling, 4) sonstige Verwertung, insbesondere energetische Verwertung, 5) Beseitigung. Diese Hierarchie gilt auch für biogene Abfälle. Im Sinne einer langfristig zu etablierenden Kreislaufwirtschaft, soll die kaskadische Nutzung intensiviert und möglichst ohne Abfälle erfolgen. Die Bioökonomie kon-

zentriert sich hier vor allem auf die Bereiche der kombinierten stofflichen und energetischen Verwertung sowie des Recyclings.

Die Entwicklung innovativer Produkte, Verfahren und Anwendungen bspw. schreitet schnell voran (siehe bspw. die in Abb. 5 aufgeführten Innovationen).

Produkt	Erläuterung
Silikat	Silikat aus Biomasse wie Stroh, Seggen (Aschen) usw. unter anderem zur Herstellung von Katalysatoren oder zur Verwendung als Additiv Kunststoffen und Elastomeren, Farben und Lacken sowie Leimen und Dichtmassen.
Lignin	Gewinnung aus landwirtschaftlichen oder holzigen Reststoffen oder Gärresten.
Zucker	Gewinnung lignocellulosebasierter Zucker als industriell verfügbare Basischemikalie für anschließende hochwertige Bioproducte (Biochemikalien, Biopharmaka, Biokunststoffe etc.) aus landwirtschaftlichen Reststoffen wie z. B. Stroh. z. B. durch LC2GreenSugar®-Verfahren ¹ .
Biopolymer	Im Verbundforschungsprojekt SYNPOL ² wurde daran geforscht Biopolymere durch Synthesegas-Fermentation zu gewinnen. Als Ausgangssubstrat wurde organischer Abfall genutzt.
Chemikalien und Hilfsstoffe	Beispiel Lederindustrie: kollagenhaltige Falzspäne und Schnittabfälle werden dazu genutzt Nachgerbstoffe der Marke „X-Biomer“ vor Ort herzustellen und zu verwenden (LANXESS ³). Beispiel Bioraffinerie (IBOM02: CapAcid ⁴): kombinierte Produktion der Fettsäuren Capron- und Caprylsäure und Biogas aus Biomasse, ein Projekt des Helmholtz-Zentrums für Umweltforschung und des Deutschen Biomasseforschungszentrums welches in 2019 den Biogas-Innovationspreis erhalten hat. Das entwickelte Verfahren basiert auf einem anaeroben Fermentationsprozess, in dem komplexe Substrate ohne kostenintensive Vorbehandlung eingesetzt werden können. Dem folgt eine Abtrennungs- und Aufreinigungskaskade, zur Gewinnung der mittelkettigen Fettsäuren.
Protein und Fett	Verwertung von Bioabfall und organischen Reststoffen durch die Soldatenfliege ⁵ : In Österreich produziert die Firma „ECOFLY GmbH“ 500 Mg Larven wöchentlich und bereitet diese zu Fischmehlersatz für die Aquakultur auf wobei als Nahrungsquelle hier das industrielle Nebenprodukt Biertrester dient. In Sachsen wurde erfolgreich im Pilotmaßstab (Firma "Bio S") Öl soll aus den Soldatenfliegenlarven separiert. Dieses kann als Ersatz für Palmöl dienen.
Biokohle	Über thermochemische Prozesse (pyrolytische oder hydrothermale Prozesse) kann aus Biomasse Biomassekarbonisat (Biokohle) hergestellt werden (Quicker et al. 2016). Diese Verfahren sind schon lange bekannt wie z. B. für die Holzkohleherstellung. Im Bereich der feuchten biogenen Abfälle bieten die hydrothermalen Verfahren vielfältige Anwendungen, wobei die praktische Umsetzung mit Herausforderungen verbunden ist. Die Firma TerraNova ⁶ hat erfolgreich eine HTC-Anlage für die Behandlung von Klärschlamm entwickelt und in die Praxis überführt. Die Biokohleherstellung kann dabei mit einer Phosphorrückgewinnung gekoppelt werden. Verfahren anderer Firmen sind ebenfalls marktreif.

¹) <https://www.oav.de/iap-32017/artikel-417.html>

²) <http://www.synpol.org/Dissemination/>

³) <https://lanxess.de/de/corporate/corporate-responsibility/credentials/auszeichnungen/>

⁴) <https://bioekonomie.de/foerderprojekt/ibom02-capacity-bio-basierte-capron-und-caprylsaeure-herstellung-aufreinigung-0>

⁵) Die Fliegen/Maden gelten als Nutztiere und dürfen deshalb kein Futter aus Proteinen von Wiederkäuern, Küchen- und Speiseabfällen, Fleisch- und Knochenmehl sowie Gülle erhalten (Verordnung (EU) 2017/893).

⁶) <http://terranova-energy.com>

Abb. 5: Beispiele für neue Produkte, Verfahren und Anwendungen, welche organische Abfälle und Reststoffe oder Agrarreststoffe benutzen. (Quelle: eigene Darstellung in: Thrän, Moesenfechtel 2020.)

Aktuell kommt die Einführung dieser und anderer Innovationen der Bioökonomie aber nur schleppend voran (vgl. Heiden, S. 2020) und Verfahren und Wertschöpfungsketten können neue Konflikte hervorrufen, wenn sie bspw. die Wirt-

schaftlichkeit bestehender Verwertungsanlagen gefährden, selbst wenn diese nachhaltig arbeiten. So besteht im Bereich der industriellen organischen Abfälle schon jetzt Konkurrenz, bei welcher der geringen Entsorgungspreis und nicht die nachhaltigste Verwertung entscheidet (vgl. Schüch, A., Hennig, C. 2020).

Neue Produkte können sich letztlich nur dann durchsetzen, wenn sie gesellschaftlich, also vom Verbraucher akzeptiert werden. Der Gesetzgeber kann allerdings einen angepassten rechtlichen Rahmen für innovative Verfahren und neue Wertschöpfungsketten bieten.

Ausblick

Die Bioökonomie in Deutschland ist in den vergangenen Jahren auf verschiedenen Ebenen gereift: Die Teilsysteme der Bioökonomie haben sich in informellen Bioökonomiezirkeln 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 Klimaeinsparungen können in allen Teilbereichen der Bioökonomie erwartet werden.

Der aktuelle Markt unterstützt diese Ideen jedoch bisher nur unzureichend. Niedrige Preise für fossile Rohstoffe, ein vielfach nicht auf Bioökonomieprodukte und -dienstleistungen abgestimmter Rechtsrahmen und eine diffuse Konsumenten-nachfrage konzentrieren die Innovationen bisher zu Nischenanwendungen mit geringem Produktvolumen. An den intendierten Rohstoffwandel hat die Bioökonomie 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.

Zusammenfassend lässt sich sagen: Eine nachhaltige Bioökonomie, nicht nur in Deutschland, benötigt einen vorsorgenden Umgang mit den natürlichen Ressourcen, eine schnelle Reduktion der Klimagasemissionen und eine leistungsfähige Forschung, Entwicklung und Markteinführung. Es bedarf kohärenter Handlungsrahmen und vor allem Innovationen um dies zu erreichen. Dazu müssen, bei allen Aktivitäten zum Auf- und Ausbau der Bioökonomie Potenzialanalysen forciert werden, Sektoren und Aktionsfelder definiert und priorisiert und dort schließlich investiert werden. Es müssen Anreize geschaffen werden sich in Cluster und Netzwerken zusammenzufinden, Verfahren, Dienstleistungen und Produkte „bioökonomisch“ umzustellen und deren Marktfähigkeit sichergestellt werden. Das kann nur gelingen, wenn dazu Koordinierungsstellen in den Ländern geschaffen werden, die die nationale Strategie in ihrer länderspezifischen Umsetzung begleiten.

Die Vergangenheit der Bioökonomieentwicklung in Deutschland hat gezeigt, dass vor allem regionale Spezifika zu berücksichtigen und zu betonen gilt. Auf dieser Handlungsebene finden sich schnell und dauerhaft Akteure aus Wirtschaft, Wissenschaft, Zivilgesellschaft und Politik zusammen, die die Grundlagen für eine Nachhaltige Bioökonomie legen. Best Practice Beispiele sind hier zum Beispiel das Rheinisches BioökonomieRevier, die Entwicklung eigener Bioökonomiestrategien und deren Umsetzung in Bayern und Baden-Württemberg oder beispielsweise das Spitzencluster Bioökonomie Mitteldeutschland. Hier werden Landescharakteristika aufgegriffen und institutionell miteinander vernetzt.

Für die weitere Entwicklung der Bioökonomie in Deutschland und weltweit 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 für grundlegende Umwälzungen haben, bzw. haben müssen, zum anderen ist die Notwendigkeit der Begrenzung des Ressourcenverbrauchs alternativlos.

Die nachhaltige Bioökonomie braucht also nicht nur technische Innovationen, um die Ressourcen effizient zu verwenden, sie braucht auch – und vor allem – gesellschaftliche Innovationen, um einen angemessenen Bedarf zu formulieren.

Literatur/Quellen

- Angerer et al. 2016 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://energiesystem-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Analyse_Rohstoffe_fuer_die_Energieversorgung.pdf. Zugriffen: 19. Juli 2019.
- Deutscher Bioökonomierat: <https://biooekonomierat.de/>
- Bioökonomiestrategie Baden-Württemberg: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/wirtschaft/biooekonomie/landesstrategie-nachhaltige-biooekonomie/>
- Bioökonomiestrategie Bayern: <https://www.stmwi.bayern.de/biooekonomie/>
- 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): How to measure the impact of biogenic residues, wastes and by-products: Development of a national resource monitoring based on the example of Germany: Biomass and Bioenergy. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2019.105275>.
- Erb, K.-H., Luysaert, S., Meyfroidt, P., Pongartz, J., Don, A., Kloster, S., Kuemmerle, R., Fetzel, T., Fuchs, R., Herold, M., Haberl, H., Jones, C. D., Marín-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>.
- EU-Bioökonomiestrategie: https://ec.europa.eu/germany/news/20181011-ressourcen_de

Heiden, Stefanie (2020): Innovation und Bioökonomie. In: Thrän, D., Moesenfechtel. U. (2020).

Nationale Bioökonomiestrategie: <https://www.bmbf.de/de/nationale-biooekonomie-strategie-fuer-eine-nachhaltige-kreislauforientierte-und-starke-10654.html>

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/>. Zugriffen: 18. Juli 2019.

Rheinisches BioökonomieRevier: <https://www.biooekonomierevier.de/>

Schüch, A., Hennig, C. (2020): Abfall- und reststoffbasierte Bioökonomie. In: Thrän, D., Moesenfechtel. U. (2020).

Spitzencluster Bioökonomie Mitteldeutschland: <https://www.bioeconomy.de/>

Thrän, D., Moesenfechtel. U. (Hrsg.) (2020): Das System Bioökonomie. Springer Spektrum. Berlin 2020. <https://www.springer.com/de/book/9783662607299>

Kontakt

Prof. Dr.-Ing. Daniela Thrän, Urs Moesenfechtel

Department Bioenergie | Department Bioenergy Helmholtz-Zentrum für
Umweltforschung GmbH – UFZ Helmholtz Centre for Environmental Research -
UFZ Permoserstraße 15, D-04318 Leipzig

✉ daniela.thraen@ufz.de

✉ urs.moesenfechtel@ufz.de

Biogene Reststoffe – ein wichtiger Stoffstrom für die Kreislaufwirtschaft, Bioökonomie und Energieversorgung

1 Einleitung

Die Nutzung von biogenen Reststoffen kann sowohl durch die Wiederverwendung von Wertstoffen als auch durch die energetische Nutzung CO₂-Emissionen reduzieren. Um eine ökologisch und ökonomisch sinnvolle Nutzung dieser Abfallfraktionen zu gewährleisten, ist eine Unterteilung nach deren Herkunft mit den entsprechenden Stoffmengen sinnvoll, da die Biomassen räumlich und zeitlich disparat voneinander anfallen und variierende Substratcharakteristiken unterschiedliche Verwertungskonzepte bedingen. Abfallstämmige Biomasse fällt in der Forstwirtschaft, der Landwirtschaft, der Landschaftspflege, als Siedlungsabfälle und als Industrieabfall an. Es gibt eine Vielzahl von Studien zur Biomassenutzung und zu Biomassepotenzialen sowie zu Energiepotenzialen aus Biomasse. Dabei sind landwirtschaftliche Biomassen – sowohl Reststoffe, als auch Energiepflanzen – intensiver untersucht als abfallwirtschaftliche Biomassen. Wagner et al., 2009; Aretz und Hirschl, 2007, u.a. haben die Biomasse nach ihrer Herkunft kategorisiert und näher beschrieben. Klärschlamm wurde von dieser Betrachtung ausgenommen und als eigene Biomassefraktion behandelt.

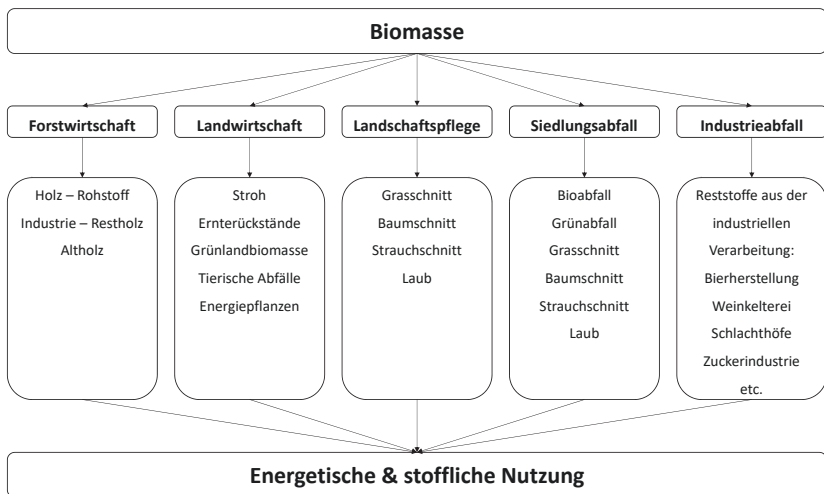


Abb. 1: Biomassequellen, [Zentner, 2015, verändert nach [Aretz und Hirschl, 2007]]

Für die hochwertige stoffliche und energetische Nutzung sind jene Stoffströme interessant, die in großen Mengen und hoher Reinheit sortenrein anfallen und sich z.B. zur Extraktion von Plattformchemikalien oder als Energieträger besonders eignen. Daher erfolgt die Charakterisierung von abfallstämmigen Biomassen nach Branchen.

2 Charakterisierung abfallstämmiger Biomassen

2.1 Forstwirtschaftliche Biomassen

Forstwirtschaftliche Biomasse kann in die Fraktionen Holz-Rohstoff, Industrie-Restholz sowie Altholz untergliedert werden. Holz-Rohstoff umfasst dabei die Gesamtheit des Waldholzes und setzt sich aus Rohholz, Waldrestholz und Schwachholz zusammen [Aretz und Hirschl, 2007]. Industrierestholz umfasst die bei der Holzverarbeitenden Industrie anfallenden Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle [Zentner, 2015].

2.2 Landwirtschaftliche Biomassen und industrielle Reststoffe

Nach Zentner [2015] sind landwirtschaftliche Biomassen landwirtschaftliche Abfälle und Reststoffe und zur Bereitstellung von Energie angebaute Energiepflanzen. Sie setzen sich aus Stroh, Ernterückständen, Grünlandbiomasse und tierischen Abfällen zusammen [Aretz und Hirschl, 2007]. Stroh nimmt den Hauptteil des durch die Landwirtschaft bereitgestellten Biomassenpotenzials ein. Auf Dauergrünland fällt Biomasse als Grasschnitt durch Landschaftspflegemaßnahmen an.

Tierische Abfälle aus der Landwirtschaft setzen sich aus tierischen Exkrementen und Festmist zusammen [Aretz und Hirschl, 2007].

Energiepflanzen sind ein- oder mehrjährige Kulturpflanzen, die ausschließlich für die energetische Verwertung auf landwirtschaftlichen Nutzflächen angebaut werden [Kaltschmitt et al., 2003].

Die nachfolgende Tab. 1 von Gaida et al. [2013] liefert eine Bestandsaufnahme zum biogenen Reststoffpotenzial der deutschen Lebensmittel- und Biotechnik-Industrie und zeigt eine Auswahl der Reststoffe aus der Nahrungs- und Futtermittelindustrie. Die Daten dazu sind nicht vollständig, jedoch gibt die Tab. 1 einen Überblick zu aktuellen Verwertungswegen.

Tab 1: Reststoffe aus Nahrungs- und Futtermittelindustrie - verändert nach: Gaida et.al, 2013.

Branche	Biogene Reststoffe	Menge (TS) in Mio. t/a	Vorrangige Nutzung	Stoffliche oder energetische Nutzung
Speiseöl-/Fettherstellung	Ölschrot	6,1 Mio. t	Futtermittel	Biogas
Zucker-/Lebensmittelindustrie	Rübenschnitzel und Melasse	3,3 Mio t	Futtermittel, Stofflich (Biotechnik, Pharmazie)	Biogas, Bioethanol
Getreidemöhlen	Kleie, Mehlstaub	1,7 Mio. t	Futtermittel	Biogas, Mitverbrennung
Milchverarbeitung	Molke	0,8 Mio. t	Futtermittel	Biogas
Getränkeherstellung, Obst- und Gemüseverarbeitung	Biertreber, Hefereste, Malzkeime	0,7 Mio. t	Futtermittel, Stofflich (Pharmazie, Kosmetik)	Biogas
	Trester, Obst-/Gemüsereste, Presskuchen		Dünger, energetische Nutzung (Biogas)	Biogas, Bioethanol
Herstellung von Back- und Teigwaren	Schrittreste, Restbrote	0,5 Mio t	Futtermittel, energetische Nutzung (Mitverbrennung)	Biogas, Mitverbrennung

2.3. Biomasse aus der Landschaftspflege

Der Begriff Landschaftspflegematerial ist nicht klar definiert. Thrän et al. [2009] publizierten dazu, dass Landschaftspflegematerial Flächentypen zugrunde zu legen sei, aus deren Landschaftspflege die Biomasse generiert werden kann, wie z.B. gesetzlich geschützte Biotope, Flächen, auf denen vegetationstechnische Pflegemaßnahmen durchgeführt werden u.a.

2.4. Biomassen im Siedlungsabfall

Biomassen im Siedlungsabfall beziehen sich gemäß BiomasseV auf Bioabfälle im Sinne von § 2 Nr. 1 der BioAbfallverordnung (BioAbfV) [Zentner, 2015]. Diese beinhalten nach Anhang 1 der BioAbfV sowohl „Biologische abbaubare Küchen- und Kantinenabfälle“ (AVV 20 01 08) sowie „Biologisch abbaubare Abfälle“ (AVV 20 02 01) [BioAbfV]. Biomasse im Siedlungsabfall sind demnach getrennt gesammelte Bioabfälle aus Haushalten sowie Garten-, Park- und Bioabfälle in den Kommunen. Werden sie nicht getrennt gesammelt, sondern mit dem Restabfall erfasst, sind sie für die Kreislaufwirtschaft nicht nutzbar. Durchschnittlich werden spezifische Grün- und Bioabfallaufkommen von 104,7 kg/ je Einwohner und Jahr erfasst. Ca. 51 kg/(E*a) werden als Bioabfall, 53 kg/(E*a) als Grünabfall und ca. 1 kg/(E*a) als sonstige organische Abfälle erfasst [Kern et al., 2009]. Biomassen aus Siedlungsabfall sind besonders großen qualitativen Schwankungen

unterlegen. Sie beinhalten neben den genannten Fraktionen auch PPK (Pappe, Papier und Kartonagen) sowie Störstoffe und die Feinfraktion. Die Anteile von Störstoffen sind in den unterschiedlichen Siedlungsstrukturen und Organisationsformen sehr unterschiedlich. Einflussfaktoren sind Bebauungsstruktur, der Abfuhrhythmus, Jahreszeiten, Motivation der Bevölkerung u.a. [Bilitewski et al., 2000]. Daher ist eine Verwertung kommunaler Biomasse-Reststoffe verfahrenstechnisch anspruchsvoll.

3 Verwertungswege von biogenen Reststoffen und Potenzial für die Kreislaufwirtschaft

Für die energetische Nutzung von biogenen Reststoffen sind holzhaltige Abfälle aus der Forstwirtschaft, Altholz, Stroh und tierische Exkremente bedeutend. Abb. 2 zeigt das Reststoffpotenzial und die aktuelle Nutzung von biogenen Reststoffen in Deutschland. Demnach gibt es gerade bei landwirtschaftlichen Reststoffen eine Diskrepanz zwischen technischer und theoretischer Nutzung. Die Hauptnutzung sind organische Dünger. Hier wird das Potenzial als besonders hoch eingeschätzt, Mengen zur energetisch-stofflichen Nutzung zu generieren [Schüch und Heinig, 2019]. Industrielle Reststoffe fallen konzentriert an den Industriestandorten an und werden dort bereits weitgehend genutzt [Brosowski et al. 2019]. Holz- und forstwirtschaftliche Reststoffe werden bereits stofflich und energetisch verwertet, ein Restpotenzial besteht laut Brosowski et al. [2019] dennoch.

Bei den getrennt gesammelten Siedlungs- und Industrieabfällen fallen 10,3 Mio. t über die Biotonne, an Wertstoffhöfen oder als Garten- und Parkabfall (Biogut) an [Destatis 2018]. Seit 2015 ist eine flächendeckende Sammlung von Bio- und Grünabfällen gemäß KrWG [2012] gesetzlich vorgeschrieben. Eine Steigerung um max. 2 Mio. Mg/a wird als realistisch angesehen [Dornack und Friege, 2017].

In der folgenden Übersicht von Schüch und Heinig [2019] sind Klärschlämme zusätzlich zu den genannten abfallstämmigen Biomassen mit aufgeführt. Es fallen ca. 1,8 Mio. t Klärschlamm als Trockensubstanz an.

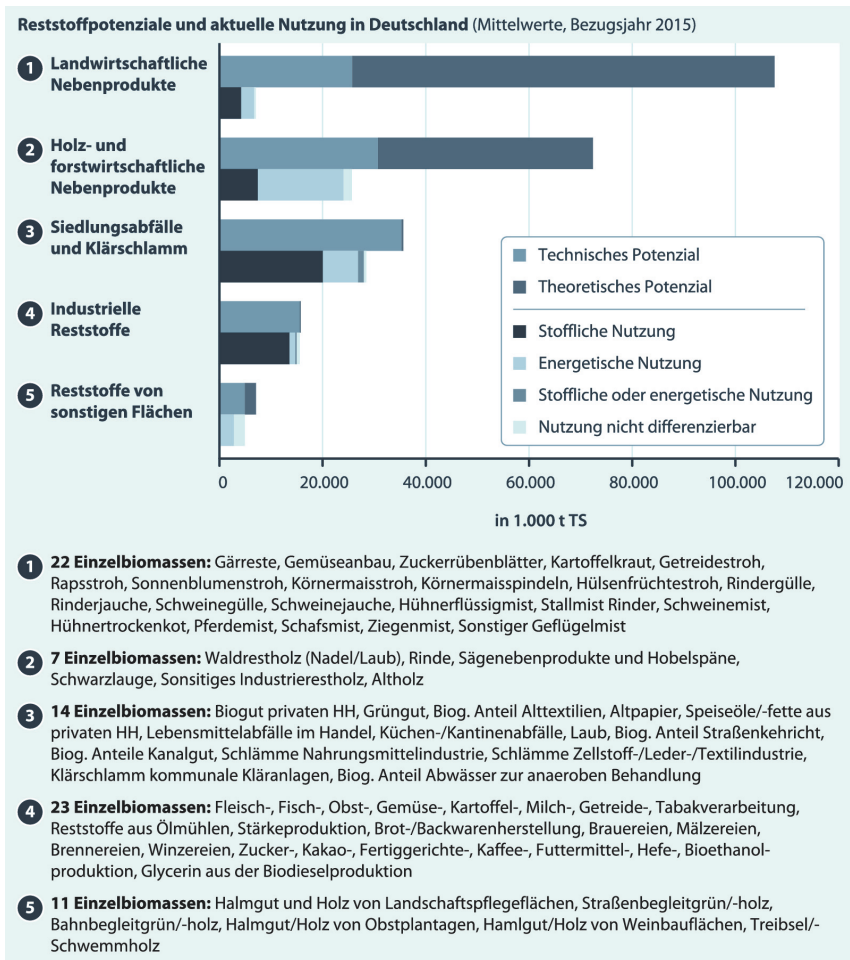


Abb. 2: Biomasse-Reststoffpotenziale und deren aktuelle Nutzung.
[Schüch und Heinig (2019, nach Brosowski et al. 2019)]

4 Potenzial biogener Reststoffe für Kreislaufwirtschaft, Bioökonomie und Energieversorgung

Kreislaufwirtschaft und Bioökonomie haben das Ziel, biogene Reststoffe vollständig und umweltverträglich zu verwerten. Dabei stehen das hochwertige Recycling z.B. von Nährstoffen und die Herstellung hochwertiger Produkte wie z.B. Plattformchemikalien an erster Stelle. Um auch in der Nutzung biogener Reststoffe möglichst abfallfrei zu agieren, ist die energetische Nutzung von Abfällen ein sinnvoller Bestandteil von Kreislaufwirtschaft und Bioökonomie.

Biogene Reststoffe leisten in vielfältiger Hinsicht einen entscheidenden Beitrag zur Erreichung der Nachhaltigkeitsziele 2050, z.B. mit der Versorgung der Industrie mit erneuerbarer Energie. Im Gegensatz zu anderen erneuerbaren Energiequellen wie Sonne und Wind, ermöglicht die reststoffbasierte Bioenergie eine regelbare Energieversorgung. Zudem können biogene Reststoffe zur Bereitstellung defossiliierter Rohstoffen als Kohlenstoffquelle beitragen, indem sie flüssige (z.B. Bioethanol, Biodiesel), gasförmige (z.B. Biogas, Biomethan) oder feste (z.B. Biokohle) Energieträger zur Verfügung stellen, die als einzige erneuerbare Energiequelle derzeit speicherbar ist. Sowohl ökonomisch als auch ökologisch bietet die Nutzung biogener Reststoffe in den genannten Anwendungsfeldern heute und zukünftig eine Chance zum nachhaltigen und zirkulären Wirtschaften.

Literatur/Quellen

- Aretz, A., Hirschl, B. (2007): „Biomassepotenziale in Deutschland – Übersicht maßgeblicher Studienergebnisse und Gegenüberstellung der Methoden“, Dendrom-Diskussionspapier Nr. 1, Eberswalde.
- Bilitweski, B.; Härdtle, G.; Marke, K.: „Abfallwirtschaft – Handbuch für Praxis und Lehre“, Springer Verlag, Berlin, 2000
- 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). How to measure the impact of biogenic residues, wastes and by-products: Development of a national resource monitoring based on the example of Germany. *Biomass and Bioenergy*. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2019.105275>.
- DESTATIS (Statistisches Bundesamt). (2018). GENESIS Online Datenbank. Aufkommen an Haushaltsabfällen, Erhebung der öffentlich-rechtl. Abfallentsorgung, Deutschland. <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/logon?sequenz=tabelleErgebnis&selectionname=32121-0001&zeitscheiben=2>.
- Friege, H., Dornack, C.; Friege, N. (2015): Biogas als Treiber des Bioabfallmarkts.; In: Herbes, C.; Friege, C. (Hrsg.): „Marketing Erneuerbarer Energien – Grundlagen, Geschäftsmodelle, Fallbeispiele“, Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, Wiesbaden, 2015, S. 317-334, ISBN: 978-3-658-04967-6.
- Gaida, B., Schüttmann, I.; Zorn, H.; Mahro, B. (2013): Bestandsaufnahme zum biogenen Reststoffpotential der deutschen Lebensmittel- und Biotechnik-Industrie. Abschlussbericht.
- Kaltschmitt, M. et al. (2003): Energiegewinnung aus Biomasse. Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten "Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit"; Berlin.
- Kern, M.; Funda, K.; Hofmann, H.; Siepenkothe, H.-J. (2009): Biomassepotenzial von Bio- und Grünabfällen sowie Landschaftspflegematerialien. http://www.abfallforum.de/downloads/biomasseforum_2009_kern.pdf
- KrWG. (2012). Gesetz zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und Sicherung der umweltverträglichen Bewirtschaftung von Abfällen (Kreislaufwirtschaftsgesetz – KrWG), Ausfertigungsdatum: 24.02.2012.

- Schüch, A. und Heinig, C. (2019): Abfall- und reststoffbasierte Bioökonomie. In: Thrän, D. und Moesenfichtel, U.: Das System Bioökonomie, Springer 2019)
- Thrän, D. (Hrsg.) (2019). Interdisziplinäres Bewertungsinstrument für Bioenergie-Entwicklungspfade. Materialien zur Analyse „Biomasse im Spannungsfeld zwischen Energie- und Klimapolitik. Potenziale – Technologien – Zielkonflikte. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft“. https://www.akademienunion.de/fileadmin/redaktion/user_upload/Publikationen/Stellungnahmen/ESYS_Materialien_Bioenergie.pdf.
- Wagner, J.; Kügler, T.; Heidrich, K.; Baumann, J.; Günther, M.; Dornack, C. (2012); Grundmann, V.; Zentner, A.; Lange, U.; Zehm, A.; Heinke, K.; Mitschke, M.; Zinkler, S.; Scholz, H.: Potenzial biogener Abfälle im Freistaat Sachsen. Schriftenreihe des Sächsischen Staatsministeriums für Umwelt und Landwirtschaft des Freistaates Sachsen, Heft 10/2012
- Zentner, A. (2015): Entwicklung und Implementierung einer Methodik zur Erfassung der Grünschnittpotenziale von Siedlungs- und Verkehrsflächen in kommunale Verwertungsstrukturen. Dissertation. In: Schriftenreihe "Beiträge zu Abfallwirtschaft und Altlasten" des Institutes für Abfall- und Kreislaufwirtschaft, Band 99.

Kontakt

Prof. Dr.-Ing. Christina Dornack, Dr.-Ing. Axel Zentner

TU Dresden, Institut für Abfall- und Kreislaufwirtschaft

✉ christina.dornack@tu-dresden.de

Die Novelle des EEG

Veränderte Rahmenbedingungen für Neuanlagen, Perspektiven für Bestandsanlagen – was bringt das EEG 2021?

Zusammenfassung: Die Novelle des EEG ist ein weiterer Versuch den Ausbau erneuerbarer Energien voranzutreiben und die Klimaziele zu erreichen. Anders als im EEG 2014 und EEG 2017 wird die Bedeutung der Bioenergie hierbei deutlicher wahrgenommen. Die Bioenergie wird – zwar zaghaft, aber wenigstens mit kleinen Verbesserungen – bedacht. Die festen gesetzlichen Fördersätze sowie die Gebotshöchstwerte im Ausschreibungsverfahren wurden angehoben. Weitere positive Änderungen im EEG 2021 betreffen den Flexibilitätszuschlag sowie die Einführung der Südregion. Kritisch ist hingegen die Zuschlagsbegrenzung im Zuschlagsverfahren für Biomasseanlagen zu sehen. Der Sinn und der Zweck dieser Regelung erschließen sich nicht. Vielmehr stellt diese Neuerung ein Hemmnis für den Ausbau der Bioenergie dar. Bedenklich hinsichtlich der Förderung von Bestandsanlagen ist zudem der Wegfall des Flexibilitätszuschlags für den Leistungszubau in der Anschlussförderung. Wurde bereits eine Flexibilitätsprämie dafür bezogen, entfällt faktisch der Flexibilitätszuschlag. Neue Perspektiven entstehen mit dem EEG 2021 hingegen für eine Anschlussförderung von NaWaRo-Anlagen. Der folgende Beitrag greift, die für die Bioenergie wesentlichsten Änderungen überblicksartig auf und umreist deren Probleme für die Anlagenbetreiber.

Abstract: The amendment of the Renewable Energy Sources Act is a further attempt to promote the expansion of renewable energies and achieve the climate targets. In contrast to the EEG 2014 and EEG 2017, the importance of bioenergy is recognised. Bioenergy is being considered - tentatively, but at least with small improvements. The fixed support rate and the maximum bid value in the tendering procedure have been raised. Other positive changes in the EEG 2021 concern the flexibility surcharge and the introduction of the southern region. However, the surcharge limitation in the surcharge procedure for biomass plants must be viewed critically. The purpose of this regulation is not clear. Rather, this innovation represents an obstacle to the expansion of bioenergy. The elimination of the flexibility surcharge for the increase in capacity in the follow-up subsidy is also questionable with regard to the subsidisation of existing plants. If a flexibility premium has already been received for this, the flexibility surcharge will no longer apply. The EEG 2021, on the other hand, opens up new perspectives for follow-up support for renewable energy systems like NaWaRo-plants. The following article provides an overview of these most important changes for bioenergy and outlines their problems for plant operators.

1 Allgemeine Änderungen

Die Bundesregierung hat sich im Rahmen der „beschleunigten Energiewende“ das ambitionierte Ziel gesetzt bis 2030 den Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Energieverbrauch auf 65 Prozent zu steigern. Der Primärenergieverbrauch soll gleichzeitig gegenüber 2008 halbiert werden. Um sich diesem Ziel anzunähern, bedarf es neben Wind- und Sonnenenergie der Energie aus Biomasse. Bereits heute stellt Bioenergie den größten Anteil an der Bereitstellung erneuerbarer Energien in Deutschland. Aufgrund ihrer Bedeutung bedarf es einer Förderung des weiteren Ausbaus. Das EEG 2021 soll dazu seinen Beitrag leisten. Deutlich wird dies an der Anhebung des Ausbauziels für Biomasseanlagen auf 8.400 Megawatt im Jahr 2030.

Im südlichen Teil Deutschlands ist der Ausbau der Bioenergie nur wenig vorangeschritten. Im nördlichen Teil Deutschlands sind erneuerbare Energien im Allgemeinen und insbesondere auch die Bioenergie sehr präsent. Zur Verbesserung der Systemsicherheit und der Erhöhung der gesicherten Leistung wurden daher Regelungen zur Förderung der Bioenergie in der „Südregion“ (§ 3 Nr. 43c EEG) in das EEG 2021 aufgenommen. „Südregion“ bezeichnet dabei die in der Anlage 5 zum EEG 2021 aufgeführten Gebietskörperschaften. Die Förderung des Ausbaus basiert auf zwei Förderinstrumenten. Einerseits der sogenannten Südquote (§ 39d Abs. 2 EEG 2021) und andererseits der Schaffung eines neuen Ausschreibungssegments für Biomethananlagen (§§ 39j ff. EEG 2021).

Unter der Südquote ist das Verhältnis zu verstehen, zu dem ein Ausbau von Bioenergie in der Südregion realisiert werden soll. Die Quote gilt ausschließlich für Ausschreibungen für Biomasseanlagen. Das Zuschlagsverfahren für Biomasseanlagen ist dahingehend ausgestaltet, dass die Gebote, die für Projekte in der Südregion abgegeben wurden, separiert werden. Bis zu einer Zuschlagsmenge von 50 Prozent des gesamten zu vergebenden Ausschreibungsvolumens werden an diese separierten Gebote vergeben, sofern die eingereichte Gebotsmenge mindestens der ausgeschriebenen entspricht. Unterzeichnet die eingereichte Gebotsmenge die ausgeschriebene Menge des Gebotstermins, sinkt die Südquote auf 20 Prozent des Ausschreibungsvolumens.

Nach dem Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie seien die Regelungen zu Südquoten jedoch kein geeignetes marktwirtschaftliches Instrument zur Vermeidung von Netzengpässen. Vielmehr solle der Standort einer Anlage nach der Wirtschaftlichkeit gewählt werden. Technische Möglichkeiten wie Speicherkonzepte und Flexibilitätsmechanismen sowie der erforderliche Netzausbau sind bereits vorhandene Maßnahmen zur Verbesserung der Verfügbarkeit von Leistung in den entsprechenden Regionen. Es bedarf ferner der Synchronisierung von erneuerbarer Stromerzeugung. Die Regelungen fanden dennoch Einzug in das EEG 2021. Aufgrund ihrer Ausgestaltung sind sie grundsätzlich geeignet den Ausbau der Bioenergie in der Südregion anzustoßen. Inwieweit die Ziele des Gesetzgebers hinsichtlich einer Systemsicherheit dadurch erlangt werden können, bleibt jedoch abzuwarten.

Das neue Ausschreibungssegment für Biomethananlagen nach §§ 39j ff. EEG 2021 dient zugleich dem Ausbau von Bioenergie in der Südregion. Einmal jährlich am 1. Dezember werden diese Ausschreibungen stattfinden. Das Ausschreibungsvolumen beträgt dabei jeweils 150 MW zu installierender Leistung. Es erhöht sich bereits im Jahr 2022 um die Menge, für die in dem vorangegangenen Kalenderjahr kein Zuschlag erteilt werden konnte. Gemäß § 39l Abs. 1 EEG 2021 beträgt der Gebotshöchstwert für Biomethananlagen 19 ct/kWh. Er verringert sich ab dem 1. Januar 2022 um 1 Prozent pro Kalenderjahr gegenüber dem im Vorjahr geltenden Höchstwert. Das Ausschreibungssegment ist nur für neu zugelassene Anlagen zugänglich.

Eine weitere Neuerung des EEG 2021 ist in § 39d Abs. 1 EEG 2021 zu finden. Im Zuschlagsverfahren bei Biomasseausschreibungen soll nunmehr eine Mengensteuerung erfolgen, um bei ausbleibendem Wettbewerb die Abgabe erhöhter Gebote zu verhindern. Ausgestaltet ist diese wie folgt: bei Unterdeckung des Ausschreibungsvolumens erhalten lediglich 80 Prozent der eingegangenen Mengen von Bestands- und von Neuanlagen einen Zuschlag. Die verbleibenden 20 Prozent der Angebote erhalten keinen Zuschlag.

Diese Regelung bewirkt, dass bereits unterzeichnete Ausschreibungen weiter verkürzt werden. Die nicht vergebene Menge wird erst gemäß § 28b Abs. 2 Nr. 1 EEG 2021 im dritten Jahr nach der Ausschreibung erneut ausgeschrieben. Sie ist damit ein Hemmnis für den Ausbau. Ihr Sinn und Zweck erschließt sich dabei nicht. Angesichts bereits niedriger Preisobergrenzen bei Ausschreibungen ist die Gefahr von erhöhten Geboten und somit ein Unterbinden des Preiswettbewerbs nicht erkennbar.

1.1 Rahmenbedingungen für Neuanlagen

Für Anlagen, die nach dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen worden sind, erhöht sich der Fördersatz nach § 42 EEG 2021 auf 12,8 ct/ kWh. Ab dem 1. Juli 2022 verringert sich dieser Wert jährlich um 0,5 Prozent. Wird der anzulegende Wert zur Förderung der Anlage durch Ausschreibung bestimmt, so sind künftig auch hier höhere Erlöse zu erwarten.

Das Ausschreibungsvolumen wurde auf 600 MW zu installierender Leistung pro Jahr angehoben. Es wird gleichmäßig auf die beiden Ausschreibungstermine zum 1. März und zum 1. September (§ 28b Abs. 1 EEG 2021) verteilt. Ab dem Jahr 2024 erhöht sich nach § 28b Abs. 2 Nr.1 EEG 2021 das Ausschreibungsvolumen um die Menge für die in dem jeweils dritten vorangegangenen Kalenderjahr bei den Ausschreibungen keine Zuschläge erteilt werden konnten. Zugleich verringert sich das Ausschreibungsvolumen um den Zubau im Vorjahr der auf Anlagen mit gesetzlicher Förderung sowie um 50 Prozent der Zuschlagsmenge aus Innovationsanlagen nach § 88d EEG 2021. Ferner wird das Volumen der Ausschreibung um den Zubau von Kleingülleanlagen nach § 88b EEG 2021 gemindert.

Der Gebotshöchstwert ist um 2,0 ct auf 16,4 ct/kWh gestiegen. Für kleinere Biomasseanlagen bis 500 kW wurde eine Besonderheit eingeführt. Erhalten diese Anlagen bei Teilnahme an einer Ausschreibung einen Zuschlag, erhöht sich ihr Gebotswert gemäß § 39i Abs. 5 EEG 2021 um 0,5 ct/kWh. Der Zuschlag wird demnach zunächst wettbewerblich ermittelt. Im Nachgang der Zuschlagserteilung sollen die teilweise höheren Kosten kleinerer Anlagen durch die Anhebung des Gebotswertes ausgeglichen werden. Die Regelung ist bis zum Jahr 2025 befristet und soll danach evaluiert werden.

Ein weiterer finanzieller Anreiz wurde durch die Anhebung des Flexibilitätsszuschlags auf 65 Euro pro Kilowatt installierter Leistung und Jahr geschaffen. Zudem wird dieser auch auf Güllekleinanlagen ausgeweitet. Die Deckelung der Flexibilitätsprämie entfällt mit dem EEG 2021.

1.2. Perspektiven für Bestandsanlagen

Ebenso wie bei Neuanlagen, haben sie auch die Perspektiven für Bestandsanlagen mit dem EEG 2021 verbessert. In Hinblick auf die Erlösmöglichkeiten ist die Anhebung des Gebotshöchstwertes bei der Teilnahme von Bestandsanlagen an Ausschreibungen nach § 39g Abs. 5 Nr. 3 EEG 2021 auf 18,4 ct/kWh zu erwähnen.

Ferner können grundsätzlich auch Betreiber von Bestandsanlagen, die in eine Anschlussfinanzierung wechseln wollen, von dem erhöhten Flexibilitätsszuschlag profitieren. Zu beachten ist dabei jedoch die Regelung des § 50a Abs. 1 EEG 2021. Wurde für die Bestandsanlage bereits eine Flexibilisierungsprämie in Anspruch genommen, kann der Flexibilisierungszuschuss im Rahmen einer Anschlussfinanzierung nur auf den zusätzlich flexibel bereitgestellten Leistungsanteil entrichtet werden. In der Praxis stellt sich damit die Frage, wie dieser Anteil bestimmt werden soll.

Durch den Flexibilitätsszuschlag, wie auch die Flexibilitätsprämie, sollen die Anlagenbetreiber für ihre Investitionskosten, infolge der Einhaltung der Flexibilitätssanforderungen, entschädigt werden. Hat eine Bestandsanlage bereits eine Flexibilitätsprämie erhalten und möchte nunmehr in der Anschlussfinanzierung einen Flexibilitätsszuschlag erhalten, sieht der Gesetzgeber darin eine unzulässige Doppelförderung. Die Investitionskosten seien zum Zeitpunkt der Anschlussförderung bereits bis zur Hälfte der flexibel bereitgestellten Leistung amortisiert. Eine erneute Förderung der gleichen Investition könne nach dem Gesetzgeber einen falschen Anreiz setzen und Mitnahmeeffekte fördern.

Das EEG 2017 kannte eine derartige Einschränkung nicht, wodurch die Förderung von Anlagen durch den Flexibilitätsszuschlag im Anschluss an die Flexibilitätsprämie in die Wirtschaftlichkeitsberechnung von Anlagen einbezogen wurde. Hinsichtlich eines möglichen Vertrauensschutzes der Anlagenbetreiber auf diese gesetzlich verankerte Fördermöglichkeit ihrer Anlage erscheint die

Regelung auch verfassungsrechtlich bedenklich.

Mit der Einführung des § 88b EEG 2021 erhielt eine neue Verordnungsermächtigung Einzug in das EEG. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie wird ermächtigt eine Verordnung zur Anschlussförderung von Güllekleinanlagen zu schaffen. Voraussetzung der Förderung ist, dass die Anlage nach dem EEG gefördert wurde und dieser Anspruch nunmehr ausgelaufen ist. Die Anlage darf eine installierte Leistung von 150 Kilowatt nicht überschreiten und muss mit Beginn der Anschlussförderung zur Erzeugung von Biogas mindestens 80 Masseprozent Gülle – mit Ausnahme von Geflügelmist und Geflügeltrockenkot – in dem jeweiligen Kalender einsetzen. Ein Entwurf einer solchen Verordnung liegt noch nicht vor. Die Möglichkeit der Anschlussfinanzierung könnte jedoch von Betreibern von NaWaRo-Anlagen ergriffen werden, da die Anschlussförderung unabhängig davon ist, ob die Anlage bereits mit Gülle betrieben wurde.

2 Was bringt das EEG 2021?

Das EEG 2021 bringt zaghafte Zugeständnisse für die Bioenergie. Deutlich wird dies an den Bestrebungen die Förderung insgesamt zu erhöhen und auf ein für Investitionen attraktiveres Niveau anzuheben. Die Anpassung des Ausbauziels für Biomasseanlagen und die zusätzliche Einführung des neuen Ausschreibungssegmentes für Biomethananlagen in der Südregion, sind Grundlage für einen wachsenden Ausbau von Bioenergie.

Neben vielen positiven Änderungen des EEG 2021 enthält dieses auch zwei größere Kritikpunkte. Einerseits die künstliche Verknappung des Ausschreibungsvolumens durch die Regelung in § 39d Abs. 1 EEG 2021. Andererseits die Erhöhung des Flexibilitätszuschlags, der jedoch durch die Regelung des § 50a Abs. 1 EEG 2021 für Bestandsanlagen praktisch vom Bezug der Flexibilitätsprämie abhängig ist.

Ferner bringt das EEG 2021 neue Anforderungen an die Mess- und Steuerungstechnik von Anlagen. Die Regelungen finden sich in § 9 EEG 2021. Hintergrund der Novellierung dieser Vorschriften ist das Anliegen der Bundesregierung, EEG-Anlagen digital zu vernetzen. Die Stromerzeugung soll künftig vernetzt und ferngesteuert regulierbar sein. Derzeit ist die den Anforderungen entsprechende Hardware noch nicht am Markt verfügbar. Ab dem Zeitpunkt, ab dem das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik die Verfügbarkeit von normgerechter Hardware am Markt feststellt, sollen nur noch zertifizierte Smart-Meter-Gateways i.S.d. § 2 Nr. 19 MsbG Verwendung finden. Dies gilt auch für Bestandsanlagen. Hinsichtlich des Einsatzes bei Biogasanlagen, insbesondere kleineren Anlagen – wirft dieses Vorhaben jedoch Fragen auf. Was bedeutet das für Anlagen mit einer Leistung von bis zu 50 kW? Diese dürfen herstellerseitig nicht runter geregelt werden, wenn diese aber steuerbar sein sollen, könnte man kein Gebrauch von der Steuerung machen ohne gegen Garantiebedingungen zu verstoßen.

Mit der Änderung des EEG ist der dynamische Prozess der Anpassung der Gesetzgebung an die Anforderungen der Klimapolitik nicht abgeschlossen. Bereits in der Beschlussempfehlung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie zum EEG 2021 wurde die Bundesregierung aufgefordert, die Ausbaupfade an die EU-Klimaziele anzupassen. Die nächste Überarbeitung des EEG 2021 ist daher bereits absehbar. Es bleibt mit Spannung zu erwarten, welche Anpassung auch betreffend der Bioenergie getroffen werden.

Literatur/Quellen

Gesetzesentwurf der Bundesregierung, 19.10.2020, BT-Drucksache 19/23483

Beschlussempfehlung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie, 15.12.2020, BT-Drucksache 19/25302

Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie (9. Ausschuss), 16.12.2020, BT-Drucksache 19/25326

Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft, 2. März 2021, Nutzen und Bedeutung der Bioenergie, im Internet abrufbar unter: <https://www.bmel.de/DE/themen/landwirtschaft/bioeconomie-nachwachsende-rohstoffe/bioenergie-nutzen-bedeutung.html#:~:text=Bioenergie%20stellt%20heute%20de,n%20gr%C3%B6%C3%9Ften,Energien%20in%20Deutschland%20und%20weltweit.&text=Energie%20aus%20Biomasse%20ist%20vielseitig,Energietr%C3%A4ger%20zur%20Verf%C3%BCgung%20gestellt%20werden,zuletzt%20abgerufen%20am%2009.04.2021>

Kontakt

Prof. Dr. Martin Maslaton

✉ leipzig@maslaton.de | 🌐 www.maslaton.de

FORUM A

BIOKRAFTSTOFFE

Potenzialanalyse regionaler Rohstoffe zur Erzeugung von Biogas als Kraftstoff

Zusammenfassung: Die drei untersuchten niedersächsischen Landkreise weisen mit 248 Biogasanlagen und einer Bemessungsleistung von insgesamt 145 MW_e einen sehr hohen Anlagenbestand auf.

Die Potenzialermittlung geht davon aus, dass im Zieljahr 2030 je nach Szenario noch 75 bzw. 90 % der bestehenden Anlagen weiterbetrieben werden. Neben der Fortführung bestehender Anlagen ist auch die Erschließung neuer Energieträger möglich. Dies betrifft insbesondere Wirtschaftsdünger und Bioabfälle, z.B. aus der öffentlichen Entsorgung, aber auch landwirtschaftliche Reststoffe. Bei der Nutzung wird zwischen Kraft-Wärme-Kopplung und Kraftstofferzeugung unterschieden und ein Minimal- und ein Maximal-Szenario betrachtet.

Das Biogaspotenzial ist von den Bestandsanlagen dominiert. Die neu erschlossene Erzeugung aus Wirtschaftsdünger steigt kontinuierlich an, bleibt durch die geringen Gaserträge aber auf Beiträge von einem Viertel begrenzt. Der kommunale Bioabfall leistet den größten Beitrag im Segment der Rest- und Abfallstoffe, ist aufgrund der anfallenden Mengen aber vglw. gering. 2030 steht im Minimalszenario aufgrund der außer Betrieb gegangenen Bestandsanlagen und des Substratwechsels trotz der höheren Erschließungsquoten 23 % weniger Energie aus Biogas zur Verfügung als 2018. Im Maximalszenario wird fast das heutige Niveau erreicht. Die Nutzung als Kraftstoff beträgt 32 bzw. 42 % des Potenzials.

Abstract: The three counties in Lower Saxony which were included in the study show with 248 biogas plants and an electrical power of 145 MW a large portfolio.

The calculation of the potential of biogas as fuel assumes that in the year 2030 according to the scenarios 75 to 90 % of the existing plants a still in duty. Beside this new energy sources can be developed. This means especially manure and biological residues such as from public disposal but also agricultural residues. The use differs between CHP and the production of fuel and regards a minimal and a maximal scenario.

The potential of biogas is dominated by the existing plants. The newly developed production from manure increases continuesly but is limited to a quarter due to the small specific amount of biogas. The public biowaste has the largest contribution in the segment of waste and residues but is limited by the small amount. In the minimal scenario 2030 there is 23 % less energy from biogas than today due to the plants which went off duty and the change of subtrate. In the maximal scenario the actual level is nearly reached. The use as fuel accounts 32 to 42 % of the potential.

1 Einführung

Die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan ermöglicht die Nutzung von Biogas im PKW-Verkehr und in verflüssigter Form auch im LKW- und Schiffsverkehr. Dabei stehen mit Energiepflanzen, Wirtschaftsdünger und Abfallstoffen drei Rohstoffkategorien zur Verfügung, die sich deutlich unterscheiden – sowohl hinsichtlich der erschließbaren Potenziale und der Gaserzeugungskosten als auch hinsichtlich der zu erwartenden Erlöse, die aus der Erfüllung der Bestimmungen der RED II resultieren kann.

Die niedersächsischen Landkreise Rotenburg (Wümme), Osterholz und Heidekreis weisen mit 248 Biogasanlagen und einer Bemessungsleistung von insgesamt 145 MW_{el} einen sehr hohen Anlagenbestand auf, unterscheiden sich aber deutlich in ihrer Struktur. Der in den Anlagen erzeugte Strom wird nach den Bestimmungen des EEG vergütet, so dass ab 2021 sukzessive das Ende der Vergütungsdauer erreicht ist. Danach bestehen mehrere Entwicklungsmöglichkeiten – neben der Weiterführung der Kraft-Wärme-Kopplung verbunden mit der Teilnahme an den Ausschreibungen der Bundesnetzagentur kommt auch die Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität und die Verwendung als Kraftstoff in Frage.

2 Bestandsanalyse

Die Analyse der heutigen Situation auf Basis der Niedersächsischen Biogasinventur bildet die Basis für die Ermittlung des zukünftigen Potenzials und erfolgt mit einer umfassenden Datenauswertung und einer Betreiberbefragung. Neben der Fortführung bestehender Anlagen ist auch die Erschließung neuer Energieträger möglich. Bei der Nutzung wird zwischen Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Kraftstofferzeugung unterschieden und ein Minimal- und ein Maximal-Szenario betrachtet.

Der überwiegende Anteil der Biogasanlagen sind NawaRo-Anlagen, nur vier Anlagen setzen Abfallstoffe ein. Zusätzlich zur Stromerzeugung bestehen vier Biomethananlagen mit einer Einspeiseleistung von insgesamt 900 m³/h Biomethan, die alle mit Energiepflanzen und Wirtschaftsdünger betrieben werden. Die Potenzialermittlung geht davon aus, dass sie mit verändertem Substratmix weiterbetrieben werden.

3 Betreiberumfrage

29 % der Anlagen in der Untersuchungsregion haben ihre Leistung mit dem Ziel der flexiblen Strom- und Wärmeerzeugung erhöht. Dieser Wert liegt über dem Bundesdurchschnitt und dem niedersächsischen Landesdurchschnitt. 88 % der Anlagen nutzen die als Koppelprodukt erzeugte Wärme für externe Verbraucher. In fast allen Fällen werden Wohnhäuser versorgt, z.T. auch Stallungen und Gewächshäuser. 73 % der teilnehmenden Anlagen wollen die Wärmeversorgung fortsetzen, 14 % sogar in höherem Maße, nur 13 % erwarten eine Verringerung des Absatzes.

Bei den Zukunftsperspektiven nach der EEG-Vergütungszeit zeigt sich ein verhaltenes Bild: 19 % der Anlagen planen ihre Stilllegung. Die allermeisten der Anlagen, die weiterbetrieben werden sollen, wollen die Verstromung ihres Gases fortsetzen und erwägen keinen Wechsel in die Gasaufbereitung (84 %). Im Verbund mit benachbarten Anlagen sind jedoch 58 % an einer Kraftstofferzeugung interessiert. Hierzu liegen aber noch keine konkreten Überlegungen vor – vor allem, weil die EEG-Vergütung in den meisten Fällen noch 4 bis 10 Jahre fortbesteht.

4 Potenzialermittlung

Zur Ermittlung des neu erschließbaren Potenzials werden die folgenden Sektoren betrachtet:

- Landwirtschaft: Energiepflanzen, Reststoffe, Stroh, Wirtschaftsdünger vorwiegend auf Basis landwirtschaftlicher Statistiken
- Kommunalwirtschaft: Bio- und Grünabfall, Reststoffe der Landschaftspflege
- Gewerbe/Industrie: organische Reststoffe

Die Potenzialermittlung geht davon aus, dass im Zieljahr 2030 je nach Szenario noch 75 bzw. 90 % der bestehenden Anlagen weiterbetrieben werden. Dabei wird ein erhöhter Wirtschaftsdüngeranteil erwartet, er besteht zu 10 bzw. 20 % aus dem Festanteil separierter Gülle (mit um rd. 90 % höherem Methanertrag). Der Energiepflanzenanteil verringert sich entsprechend und besteht zu 70 % aus Mais. In Verbindung mit dem Energiepflanzenanteil zwischen 43 und 55 % ist der Maisdeckel des EEG 2021 bei den Anlagen, deren bisherige Vergütungsdauer endete, eingehalten. Die verbleibenden 30 % bestehen aus Blühpflanzensilage.

In der Untersuchungsregion werden 1,4 Mio. t/a Gülle und Festmist in Biogasanlagen eingesetzt. Dies entspricht 34 % des Gesamtmengeneinsatzes, hierdurch können 7 % der Gesamtleistung bereitgestellt werden. Das vorhandene Wirtschaftsdüngerpotenzial wird damit aber nur zu etwa 33 % energetisch genutzt. Die Mobilisierung des Wirtschaftsdüngerpotenzials ist durch das dezentrale Aufkommen und die geringe Transportwürdigkeit begrenzt. Hierfür kommen vor allem bestehende Biogasanlagen in Frage, die sowohl Nawaro als auch Abfallstoffe als Cofermente einsetzen können. Für 2030 sind verringerte Tierbestände zu erwarten, insbesondere bei Schweinen und Rindern. Im Heidekreis können die bestehenden Biogasanlagen das Wirtschaftsdünger aufkommen ausschöpfen, so dass der Anteil am Substratmix geringer ausfällt. Dies kann als typische Situation einer Ackerbauregion gelten.

Während einige der Substrate aus dem Segment der festen landwirtschaftlichen Reststoffe in Biogasanlagen zur Vergärung von Pflanzensilage und Gülle mitvergoren werden können, erfordern Stoffe wie z.B. Stroh spezielle Technologien. Bei Stroh besteht jedoch auch die Möglichkeit der Verbrennung in Heizanlagen oder Heizkraftwerken, so dass für die Mengen, die nicht zur Humusbildung auf den Feldern verbleiben oder stofflich genutzt werden, zwei konkurrierende

Pfade der energetischen Nutzung offenstehen. Daher werden nur 35 bzw. 45 % der Vergärung zugeordnet.

Bio- und Grünabfall ist grundsätzlich gut zur energetischen Nutzung geeignet, die Vergärung stellt bisher jedoch meist nur eine wenig genutzte Option dar. Eine Zunahme zeigt sich bei Biogasanlagen, die Bioabfall aus der kommunalen Abfallentsorgung einsetzen. Hier unterscheiden sich die untersuchten Landkreise deutlich:

- Im Landkreis Rotenburg (W.) besteht ein Bringsystem, das auf Grüngutsammelplätzen einen sehr hohen Erfassungswert erreicht. Dort wird auch Bioabfall angenommen, wenn auch nur in einer sehr geringen Menge. Ein Holzsystem ist aufgrund der hohen Eigenkompostierungsquote nicht eingerichtet.
- Der Landkreis Heidekreis errichtet z.Z. eine Biogasanlage zur Vergärung des Bioabfalls und des Grünguts. Das Biogas wird in BHKW verstromt, die Wärme dient zur Fermenterbeheizung und zu Trocknungszwecken.
- Der Landkreis Osterholz plant gemeinsam mit den Landkreisen Verden und Cuxhaven sowie der Stadt Cuxhaven die Vergärung von Bioabfall und die Einspeisung des Biogases ins Erdgasnetz.

Das Biogaspotenzial ist von den Bestandsanlagen dominiert, die überwiegend Gas aus Energiepflanzen erzeugen (s. Abb. 1 und 2). Die neu erschlossene Erzeugung aus Wirtschaftsdünger steigt kontinuierlich an, bleibt durch die geringen Gaserträge aber auf Beiträge von einem Viertel begrenzt. Auch die bestehenden Biogasaufbereitungsanlagen verändern ihren Substratmix auf diese Weise und erzeugen zukünftig ausschließlich Kraftstoff.

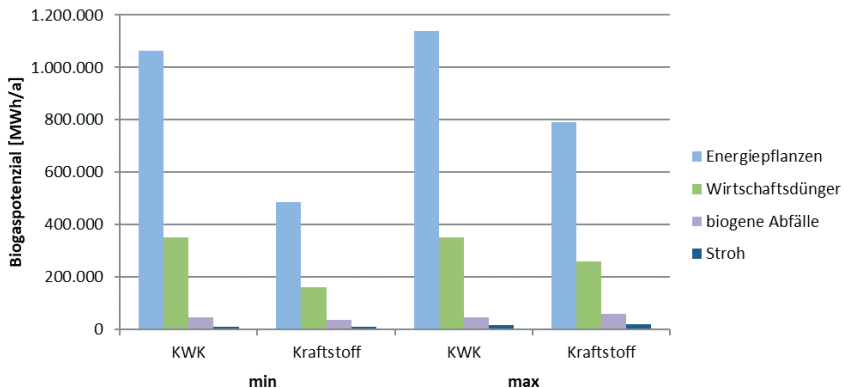


Abb. 1: Biotgaspotenziale nach Rohstoffen und Nutzungen in den Szenarien

Der kommunale Bioabfall leistet den größten Beitrag im Segment der Rest- und Abfallstoffe, ist aufgrund der anfallenden Mengen aber vglw. gering. 2030 steht im

Minimalszenario aufgrund der außer Betrieb gegangenen Bestandsanlagen und des Substratwechsels trotz der höheren Erschließungsquoten 23 % weniger Energie aus Biogas zur Verfügung als 2018. Im Maximalszenario wird fast das heutige Niveau erreicht. Das neu erschlossene Potenzial kann die Stilllegung von 10 % der Bestandsanlagen und den geringeren Gasertrag des Wirtschaftsdüngers ausgleichen. Die Nutzung als Kraftstoff beträgt 32 bzw. 42 % des Potenzials.

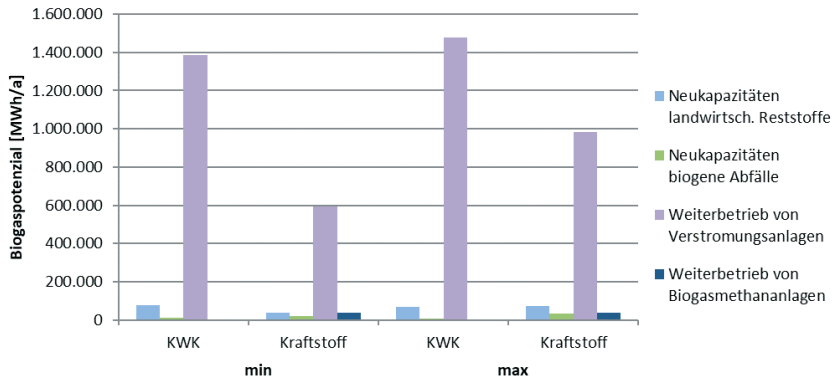


Abb. 2: Biogaspotenziale nach Bereitstellungswegen und Nutzungen in den Szenarien

Die Berechnung der Strom-, Wärme- und Kraftstofferzeugung ermöglicht auch den Vergleich mit den bisherigen Verbräuchen (s. Bild 3). Aufgrund der großen Bedeutung der Bestandsanlagen kann Biogas den größten Beitrag im Sektor Stromerzeugung leisten, im Durchschnitt der Untersuchungsregion werden 37 % des Verbrauchs erreicht. 2018 betrug dieser Wert 73 %, die Verringerung ist sowohl von der Leistungsreduzierung im Minimalszenario als auch von der Verlagerung zur Kraftstofferzeugung verursacht. Bei Kraftstoff steigt der Biogasanteil im Durchschnitt der Projektregion von 1 % 2018 auf 20 bzw. 33 %.

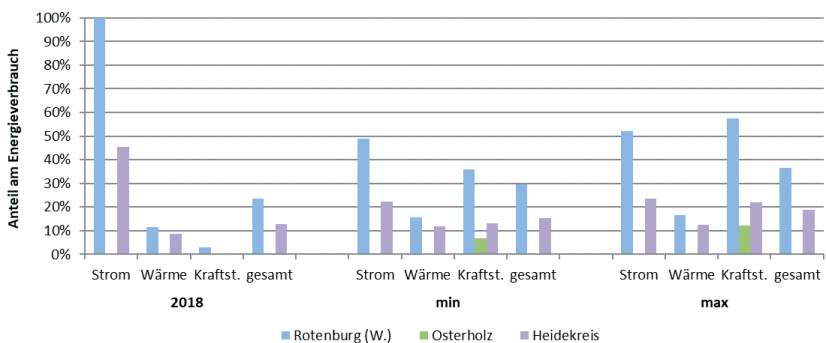


Abb. 3: Anteile des Biogaspotenzials am Energieverbrauch in den Landkreisen¹

¹ Für den Landkreis Osterholz kein Angaben zum Strom- und Wärmeverbrauch vorliegen, kann nur eine Aussage zu den Kraftstoffverbräuchen getroffen werden.

Der Anteil an der Wärmeversorgung erhöht sich von 10 % auf 15 % auf vglw. geringem Niveau. Im Landkreis Rotenburg (W.) leistet Biogas den größten Beitrag zur Energieerzeugung, der Heidekreis erreicht etwa halb so hohe Werte, der Landkreis Osterholz liegt aufgrund der geringen Biogaserzeugung und der höheren Bevölkerungsdichte noch darunter, übersteigt jedoch den Landesdurchschnitt am Kraftstoffverbrauch von 5 %. Der Bundesdurchschnitt liegt mit 3 % noch einmal darunter. Bei einer Senkung des Energieverbrauchs oder des Verkehrsaufkommens sind in allen Sektoren auch höhere Beiträge möglich.

5 Ausblick

Um Biogas als Kraftstoff zu etablieren, müssen die Einflussfaktoren entlang der gesamten Herstellungs- und Nutzungskette betrachtet werden. Jeder Akteur muss in seiner individuellen Perspektive Chancen finden, die langfristig positiv zu beurteilen sind. Die Biogasanlagenbetreiber nennen in der Umfrage vor allem unsichere und unattraktive rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen als Hemmnisse für den Weiterbetrieb.

Bio-CNG und -LNG stellen einen realistischen Schritt bei der Umstellung des Verkehrssektors auf erneuerbare Energieträger dar. Sie sind durch einen starken örtlichen Bezug mit entsprechender regionaler Wertschöpfung gekennzeichnet, und können einen deutlichen Beitrag zur Umstellung des Verkehrssektors leisten. Eine vollständige Umstellung wird aber nur im Zusammenwirken mit allen anderen Energieträgern und einer deutlichen Verbrauchssenkung gelingen.

Kontakt

Michael Kralemann

3N Kompetenzzentrum Nachwachsende Rohstoffe und Bioökonomie e.V.

Büro Göttingen

✉ kralemann@3-n.info | 🌐 <https://www.3-n.info>

Weiterentwicklung der Quote zur Treibhausgasvermeidung

Zusammenfassung: Bis heute wird THG-Minderung im Verkehr nahezu ausschließlich durch konventionelle Biokraftstoffe realisiert. Die seit 2015 geltende THG-Quote mit dem Anreiz, insbesondere solche Biokraftstoffe zu nutzen, die zu einer hohen THG-Minderung beitragen, führte zu einem Anstieg der jährlichen THG-Minderung bei gleichzeitiger Reduzierung der benötigten Biokraftstoffmengen. Die Umsetzung der Europäischen RED II-Richtlinie in nationales Recht sieht die Fortführung der THG-Quote vor. Nach derzeitigem Stand ist eine auf 22 % ansteigende Gesamtquote vorgesehen, die durch unterschiedliche Erfüllungsoptionen erreicht werden kann. Der Konferenzbeitrag betrachtet beispielhaft die mögliche Entwicklung dieser Optionen und nimmt eine Einordnung in Bezug auf die Erreichung der Klimaschutzziele im Verkehr vor.

Abstract: Up to now GHG reduction for the transport sector is realized almost exclusively by conventional biofuels. The GHG quota, in place since 2015, with the incentive to specifically use biofuels that contribute to a high GHG reduction, has increased the total annual GHG reduction while decreasing or leveling off biofuel quantities. The national transposition of the European RED II into national legislation is foreseen as a continuation of the GHG quota. In the current version a total quota of 22 % is foreseen to be realised by different fulfilling options. This conference lecture considers the possible development of these options and take note with regard to reach the climate targets in transport.

1 Erneuerbare Energien im Verkehrssektor – rechtliche Rahmenbedingungen

In der EU wird der Einsatz erneuerbarer Energien im Verkehr maßgeblich durch die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED) sowie die Kraftstoffqualitätsrichtlinie (FQD) geregelt. Das Bundes-Immissionsschutzgesetz ((BImSchG) und zusammenhängende Verordnungen) überführt beide Richtlinien in nationales Recht und definiert u.a. die sogenannte THG-Quote (Anteil an Treibhausgasvermeidung durch erneuerbare Energieträger im Verkehrssektor, §§ 37a-g). Die zu erreichende THG-Quote lag von 2017 bis 2019 bei 4 % (zuvor bei 3,5 %) und stieg 2020 auf 6 % (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU)).

Die sogenannte RED II (Richtlinie 2018/2001) führt die Regelungen unter veränderten Zielstellungen und Randbedingungen mit dem Zeithorizont bis 2030 weiter. Europäische Richtlinien sind jeweils in den EU-Mitgliedstaaten in nationalen Regelwerken umzusetzen. Die Frist zur nationalen Umsetzung der Vorgaben der RED II endet am 30.06.2021. In Deutschland erfolgt sie durch die Fort-

führung und Umgestaltung der THG-Quote entsprechend eines vorliegenden Gesetzentwurfs, weiterführend hierzu im Absatz 3.

Das Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (Brennstoffemissionshandelsgesetz; BEHG) zielt auf die Minderung von THG-Emissionen in den Bereichen Wärme und Verkehr, welche bislang nicht vom Europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS) erfasst sind. Infolge einer Gesetzesänderung im Jahr 2020 wurden die Zertifikatspreise erhöht; sie steigen nunmehr von 25 EUR/t im Jahr 2021 auf 55 EUR/t CO₂ im Jahr 2025. Zwar stellt dies keinen eigenständigen Anreiz für die Nutzung erneuerbarer Energien parallel zur Quote dar. Dennoch kann der dadurch verursachte Unterschied zwischen den Verbraucherpreisen für fossile und erneuerbare Energieträger deren Wettbewerbsfähigkeit verbessern.

2 Status quo in Deutschland

Erneuerbare Energien kommen im Verkehrssektor derzeit in Form von Biokraftstoffen und von Strom aus erneuerbaren Quellen zum Einsatz. Sogenannter grüner Wasserstoff (über Elektrolyse) und andere strombasierte Kraftstoffe, die ebenfalls aus erneuerbaren Energien gewonnen werden, befinden sich zwar bereits in der breiten energie- und verkehrspolitischen Diskussion, haben jedoch noch keine Marktrelevanz.

Im Rahmen der Quote zur THG-Vermeidung gemäß BImSchG kamen im Jahr 2020 folgende Erfüllungsoptionen zum Einsatz:

- 147 PJ Biokraftstoffe (19% Steigerung gegenüber 2019), davon
 - Biodiesel (FAME), der fast ausschließlich als Blendkomponente zu fossilem Mineralöldiesel (B7, d.h. bis zu 7 Vol.-% Biodiesel-Anteil) beigemischt wird. Der Inlandsabsatz an Biodiesel (FAME) lag 2020 (bei einer vollumfänglichen Ausschöpfung der Beimischungsgrenze von 7 Vol.-%) bei etwa 96 PJ bzw. 2,6 Mio. t (eigene Berechnungen auf Basis (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle)).
 - HVO/HEFA wird ebenfalls fast ausschließlich als Blendkomponente fossilem Mineralöldiesel beigemischt. Der Inlandsabsatz lag 2020 bei etwa 19 PJ bzw. 0,4 Mio. t (eigene Berechnungen auf Basis (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle)). Diese Menge wurde vollständig importiert, da in Deutschland keine Produktionsanlagen für die Erzeugung dieser Kraftstoffe vorhanden sind.
 - Bioethanol wird fast ausschließlich als Blendkomponente fossilem Mineralölbenzin beigemischt (E5 oder E10 mit bis zu 5 bzw. 10 Vol.-% Bioethanolanteil) oder als ETBE (Ethyltertiärbutylether; ebenfalls Benzinadditiv). Im Jahr 2020 lag die eingesetzte Bioethanolmenge bei 29 PJ bzw. 1,1 Mio. t

und ist damit gegenüber 2019 um 4 % leicht zurückgegangen. Die Ottokraftstoffmenge in Deutschland ist hingegen im Jahr 2020 pandemiebedingt um 10 % gesunken, der daraus resultierende höhere relative Anteil des Ethanol resultiert auch aus einem gestiegenen E10-Anteil am Ottokraftstoffabsatz (eigene Berechnungen auf Basis (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle)).

- Biomethan wurde im Jahr 2020 mit etwa 3 PJ als Beimischung (bis zu 100 % möglich) zu dem Erdgas-Kraftstoff CNG (Compressed Natural Gas) im Verkehrssektor eingesetzt (AGEEstat 2021).
- 24 PJ fossile Gaskraftstoffe, davon
 - LPG (Liquified Petroleum Gas) hat in der mobilen Anwendung einen rückläufigen Trend, in Anlehnung an die Vorjahre (DESTATIS) und den Fahrzeugbestand (KBA) kann hier von etwa 20 PJ im Jahr 2020 ausgegangen werden.
 - CNG (Compressed Natural Gas) als Kraftstoff findet mit insgesamt etwa 5 PJ im Jahr 2020 im Verkehrssektor Anwendung, wobei abzüglich des Biomethans etwa 2 PJ fossiles CNG bleiben (Statistisches Bundesamt (Destatis) 2020).
 - LNG (Liquified Natural Gas) als Kraftstoff wird zunehmend vor allem im schweren Güterverkehr in Deutschland eingesetzt, im Jahr 2020 etwa 48 Tsd. t (Zukunft Gas 23.03.2021), was etwa 2,4 PJ entspricht. Mit dem Aufbau nationaler LNG-Verflüssigungsanlagen kann in den kommenden Jahren auch hier erneuerbares Methan in zunehmendem Umfang zum Einsatz kommen.
- Upstream Emission Reductions (UER; d.h. Maßnahmen zur Minderung der THG-Emissionen bei der Rohölförderung und -bereitstellung, bevor dieses in die Raffinerie oder der Verarbeitungsanlage gelangt, können mit bis zu 1,2 % zu den erforderlichen 6 % THG-Vermeidung beitragen. Bei vollständiger Nutzung dieser Option entspräche dies ca. 2,6 Mio. t CO₂-Äquiv. für das Jahr 2020. Bisher wurden UER im Umfang von etwa 0,75 Mio. t CO₂-Äquiv. für das Jahr 2020 verifiziert (Stand 20.05.2021). Die Abgabefrist für die Übertragung der UER-Nachweise für 2020 wurde pandemiebedingt bis zum 30.06.2021 verlängert (Deutsche Emissionshandelsstelle); es ist davon auszugehen, dass die aus jetziger Sicht noch fehlende Quotenerfüllung über noch ausstehende Anrechnungen von UER erreicht wird.
- Im Straßenverkehr wurden im Jahr 2020 etwa 0,6 TWh elektrische Energie eingesetzt (AGEEstat 2021); davon stammen aufgrund des Strommixes 50,5 % aus erneuerbaren Quellen (0,3 TWh). Diese elektrische Ener-

gie wurde mit etwa 0,4 TWh in Batterie-elektrischen Fahrzeugen (BEV) (Schätzwert für die jährlich anrechenbare energetische Menge elektrischen Stroms für ein BEV: 1.943 kWh/a, (UBA)) und die übrige Menge in Plug-in-Hybridfahrzeugen (PHEV) genutzt. Dabei war bei der straßengebundenen Elektromobilität 2020 eine deutliche Zunahme des Fahrzeugbestandes zu verzeichnen. Nach jeweils nahezu 200.000 Neuzulassungen im Jahr 2020 beläuft sich der Bestand nunmehr auf 309.000 Batterie-elektrischen Fahrzeugen sowie 280.000 Plug-in-Hybridfahrzeuge (Stand 01.01.2021, (Kraftfahrtbundesamt 02.03.2021)). Neben den überwiegend privaten Lademöglichkeiten stehen derzeit etwa 37.000 öffentlich zugängliche Ladepunkte zur Verfügung; davon fast 6.100 Schnellladesäulen (Stand Mai 2021, (Bundesnetzagentur 2021)). Grüner Wasserstoff (über Elektrolyse) und sonstige Folgeprodukte von elektrischem Strom spielen als Kraftstoff im Verkehrssektor bzw. in der THG-Quote bisher noch keine erkennbare Rolle.

Alle Erfüllungsoptionen zusammen (d.h. Biokraftstoffe, fossile Gaskraftstoffe, Strom sowie aktueller Stand UER) resultieren in einer Quotenerfüllung von 5,4 % THG-Vermeidung. Bei einer vollumfänglichen Ausschöpfung der UER bis zum Fristende würde eine Quotenerfüllung von 6,25 % im Jahr 2020 realisiert werden und die entsprechende Menge von etwa 0,5 Mio. t CO₂-Äqu. in das Quotenjahr 2021 übertragen werden.

3 Quote zur Treibhausgasvermeidung – Mögliche Weiterentwicklung bis 2030

Der Entwurf eines zu Ende 05/2021 zu verabschiedenden Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote vom 01/2021 beinhaltet zahlreiche Änderungen und Ergänzungen zur Etablierung, Förderung oder Begrenzung einzelner Erfüllungsoptionen. Diese wesentlichen Eckpunkte sind in Tab. 1 zusammenfassend dargestellt.

Die Mehrfachanrechnung für ausgewählte Erfüllungsoptionen auf die THG-Quote fördert einerseits vom Gesetzgeber besonders erwünschte Technologie- und Kraftstoffoptionen. Andererseits erhöhen sie auch die Unsicherheit für alle übrigen Erfüllungsoptionen und führen faktisch zu einer wettbewerblichen Besonderstellung mehrfach angerechneter gegenüber den Erfüllungsoptionen, die nur einfach angerechnet werden. Gleichzeitig tragen diese mehrfach angerechneten Optionen nur zur Hälfte (bei 2-fach) oder einem Drittel (bei 3-fach) zur realen THG-Minderung im Verkehr bei, da die Quotenverpflichteten jeweils nur eine entsprechend geringere Menge des Kraftstoffs oder Stroms in Verkehr bringen müssen. Zusätzlich kommen sogenannte Antriebsfaktoren bei der Anwendung von Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen und Strom in Elektrofahrzeugen (jeweils Faktor 0,4) zum Tragen.

Durch die vielfältige und intensive Förderung von Elektromobilität, vor allem aber nicht ausschließlich im Bereich der privat oder dienstlich genutzten Pkw, kann davon ausgegangen werden, dass sich die derzeitige Dynamik im Bereich der Neuzulassungen und damit der Erhöhung des Anteils im Bestand weiter fortsetzt. Dies führt, nicht zuletzt aufgrund der 3-fachen Anrechnung und des Antriebsfaktors, perspektivisch zu deutlich steigenden Anteilen vor allem dieser Erfüllungsoption in der Quote.

Tab. 1: Eckpunkte der nationalen RED II-Umsetzung in Deutschland

Gesamtquote & Option	Erläuterung	2022	2023	2024	2025	2026/ 2027	2028/ 2029	2030
THG-Quote gesamt	Mindestanteil THG-Minderung	6,5%	7%	8%	8%	10%	14,5%	22%
Erfüllungsoptionen								
Fortschrittliche Biokraftstoffe (RED II Anhang IX, A)	Mindestanteil energetisch, 2fache Anrechnung für Mengen oberhalb des Mindestanteils	0,2%	0,3%	0,4%	0,7%	1,0%	1,7%	2,6%
Biokraftstoffe aus Altspeseölen (UCO) und tierischen Fetten (RED II Anhang IX, B)	Maximalanteil energetisch	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%
Konventionelle Biokraftstoffe aus Rohstoffen, die auch den Nahrungs- und Futtermittel-sektor bedienen	Maximalanteil energetisch, Ausschluss von Palmöl bis 2026	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%
Elektrischer Strom	3fache Anrechnung (Strom aus öffentlichen Ladepunkten, private Elektrofahrzeuge, Fahrzeugflotten)							
Grüner Wasserstoff und Folgeprodukte (PTX-Kraftstoffe)	2fache Anrechnung der Mengen für Raffinerien und bei Anwendung im Straßenverkehr							
PTL-Kerosin	Mindestanteil an Kerosin					0,5%	1,0%	2,0%

(erfolgt keine Angabe je Jahr; gibt es keine Vorgaben bzgl. der Mindest-/Maximalanteile)
(Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU))

Im Zuge des aktuellen Entwurfs zur Umgestaltung der THG-Quote soll ein Mechanismus in der THG-Quote etabliert werden, der die Quote anhebt, sobald der Strom für Elektromobilität in der Quotenrechnung den für das entsprechende Jahr erwarteten Wert übersteigt. Zudem ist für 2023/24 eine Überprüfung und ggf. Revision des Gesetzes vorgesehen (Falk Heinen 2021). Dies wird nicht zuletzt aufgrund der anstehenden Novellierung der RED II im Zuge des Green Deal und der verschärften Klimaziele der Europäischen Union für 2030 erforderlich. Auch die aktuelle Anpassung des Klimaschutzgesetzes auf nationaler Ebene kann hier den Bedarf erhöhen, das Niveau der THG-Quote weiter anzuheben.

Die THG-Quote berechnet sich grundsätzlich aus dem Verhältnis von (realen) Emissionen im Verkehr (in der Formel als Zähler) gegenüber einem Referenzwert (in der Formel als Nenner). Dabei müssen neben den wesentlichen Bestandteilen Energiemenge (eines Kraftstoffes) und Emissionsfaktor (eines Kraftstoffes) auch verschiedene Faktoren sowie Randbedingungen (Minimal-

und Maximalmengen) zu den einzelnen Erfüllungsoptionen beachtet werden.

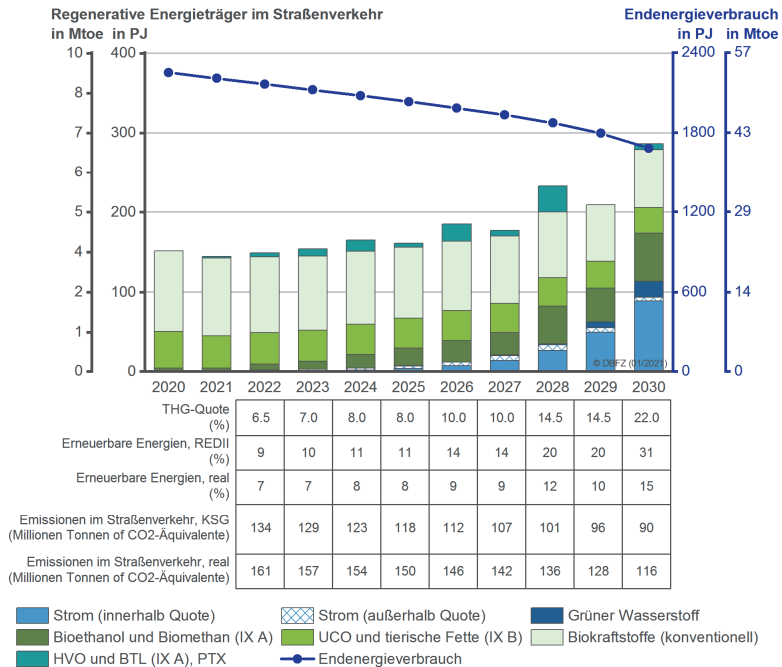
Mit dem aktuellen Entwurf zur Anpassung der THG-Quote bis 2030 entfällt einerseits die Erfüllungsoption der fossilen Gaskraftstoffe (ab dem Quotenjahr 2022). Andererseits wird die Erfüllungsoption von grünem Wasserstoff in Mineralölraffinerien neu etabliert. In Bioraffinerien eingesetzter grüner Wasserstoff wird hingegen nicht eigenständig und doppelt auf die Quote angerechnet, sondern lediglich wie bisher innerhalb der Vorkettenemissionen der THG-Bilanz des Biokraftstoffes. Hierin besteht eine klare Schlechterstellung von Bioraffinerien.

Ausgehend von den in Tab. 1 aufgeführten Eckpunkten ergeben sich eine Vielzahl möglicher Szenarien für die Anteile der jeweiligen Erfüllungsoptionen an der Gesamt-THG-Quote. Das in Abb. 1 dargestellte beispielhafte Szenario orientiert sich vor allem an der Annahme, dass Elektromobilität und Wasserstoff (für Brennstoffzellen und in Mineralölraffinerien) die durch die Bundesregierung gesetzten Ziele erreichen und der signifikante Kapazitätsaufbau in diesen Bereichen v.a. innerhalb der zweiten Hälfte der Dekade erfolgt. Die Quote zur THG-Vermeidung ist ein wichtiger Baustein bei der Reduktion der sektoralen Emissionen und der Erreichung des Ziels gemäß Klimaschutzgesetz (hier die zum 20.05.2021 geltende Fassung)

Weitere Erläuterungen können dem DBFZ Hintergrundpapier (Naumann K, Müller-Langer F, Meisel K, Majer S, Schröder J, Schmieder U 2021) entnommen werden.

Das Klimaziel 2030 stellt dabei einerseits einen wichtigen Zwischenschritt auf dem Weg zu einem klimaneutralen Verkehr im Jahr 2050 dar. Zudem muss auch der Weg zu diesem Ziel dem Anspruch einer größtmöglichen THG-Minderung genügen, um andererseits die Belastung des CO₂-Budgets größtmöglich zu reduzieren.

Neben der Implementierung und zunehmenden Etablierung alternativer Antriebe sind die kommenden zehn Jahre auch entscheidend für die Initiierung von Technologieentwicklung und Markteinführung für fortschrittliche Kraftstoffe und Energieträger. Eine umfassende Elektrifizierung aller Verkehrssektoren ist nach derzeitigem Stand der Entwicklung kaum möglich, woraus sich auch langfristig die Notwendigkeit nachhaltiger Kraftstoffe ergibt.



*Abb. 1: Beispielrechnung für die mögliche Quotenerfüllung 2020-2030
(Naumann K, Müller-Langer F, Meisel K, Majer S, Schröder J, Schmieder U 2021)*

Untersuchungen zeigen, dass sich erneuerbare Kraftstoffe in einem begrenzten Markt und innerhalb einer THG-Quote zunächst maßgeblich entsprechend ihrer THG-Vermeidungskosten im Wettbewerb positionieren (bspw. (Meisel et al. 2020)).

Zusätzlich zeigen die Berechnungen:

- Für die Erreichung der Klimaziele ist es entscheidend den Endenergiebedarf deutlich zu reduzieren. Szenarien mit höherem Endenergiebedarf haben tendenziell einen sehr hohen Bedarf an fortschrittlichen Biokraftstoffen und erneuerbaren nicht-biogenen PTx-Kraftstoffen. Um bei realisierbaren Mengen an Kraftstoffen aus erneuerbaren Quellen zu landen, ist eine deutliche Reduktion des Endenergiebedarfs im Verkehr entscheidend.
- Ein hoher Gaskraftstoffanteil im Straßenverkehr unterstützt die kosteneffiziente Nutzung erneuerbarer Quellen und reduziert dementsprechend den Bedarf erneuerbarer fortschrittlicher und zumeist kostenintensiverer Flüssigkraftstoffe. Das gilt sowohl für biogene als auch für nicht-biogene

Kraftstoffe. Für schwer elektrifizierbare Verkehrsbereiche ist Gaskraftstoff (CNG/LNG) auch langfristig eine nachhaltige Option, da einerseits Biomethan eine etablierte Technologieoption zur effizienten Nutzung von Abfall- und Reststoffen und andererseits PTG (Methan) nach Wasserstoff die energieeffizienteste Option strombasierter Energieträger darstellt. Ohne ausreichende Gaskraftstoffanteile im Verkehrssektor bis 2028 bzw. 2030 dürfte es deutlich schwieriger werden, die erforderlichen Mengen an fortschrittlichen Kraftstoffen, dann in Form von Ethanol und HVO gemäß Anhang IX A, in den Kraftstoffmarkt zu integrieren.

- Die Nutzung von konventionellen Biokraftstoffen als verfügbare Erfüllungsoption ist auch weiterhin auf vertretbarem Niveau unabdingbar und ein wichtiger Baustein für Klimaschutz im Verkehr.

(Naumann K, Müller-Langer F, Meisel K, Majer S, Schröder J, Schmieder U 2021)

Im Zuge des Europäischen Green Deal ist vorgesehen bis Ende 2022 zahlreiche Direktiven und Richtlinien zu überarbeiten bzw. auszugestalten. Hierzu zählt auch die sog. RED III, zu welcher bereits erste Entwürfe diskutiert werden (z.B. bis 2030 Anhebung des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehr auf 26 %, Mindestanteil fortschrittlicher Biokraftstoffe von 5,5 %, Mindestanteil von PTX-Kraftstoffen von 4 %, Anpassung der Mehrfachenrechnung für ausgewählte Optionen).

Literatur/Quellen

AGEEstat (2021): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2020. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021_hgp_erneuerbareenergien_deutsch_bf.pdf.

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: Amtliche Mineralölzeiten für die Bundesrepublik Deutschland (2012-2021). Online verfügbar unter https://www.bafa.de/SiteGlobals/Forms/Suche/Expertensuche/Servicesuche_Formular.html?templateQueryString=Amtliche+Daten+Mineral%C3%B6lzeiten&sortOrder=dateOfIssue_dt+desc.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU): Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote, vom 29.01.2021. Online verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Glaeserne_Gesetze/19._Lp/thg_quote/Entwurf/thg_quote_refe_bf.pdf.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU): Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz - BImSchG). BImSchG, vom 09.12.2020. Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/bimschg/BImSchG.pdf>.

- Bundesnetzagentur (2021): Zahlen und Daten zur öffentlichen Ladeinfrastruktur. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/E-Mobilitaet/ZahlenDaten/_node.html.
- Deutsche Emissionshandelsstelle: Projekte im Kraftstoffsektor. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/DE/Klimaschutzprojekte-Seeverkehr/UERV/upstream-emissionsminderungen_node.html, zuletzt geprüft am 22.01.2021.
- Falk Heinen (2021): Stand der Umsetzung der Erneuerbaren Energien-Richtlinie II (Artikel 25 bis 28) in nationales Recht. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU). Kraftstoffe der Zukunft / Fuels of the Future 2021, 18.01.2021. Online verfügbar unter <https://ksk2021.konferenz-hub.de/>.
- Kraftfahrtbundesamt (02.03.2021): Der Fahrzeugbestand am 1. Januar 2021. Online verfügbar unter https://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2021/Fahrzeugbestand/pm08_fz_bestand_pm_komplett.html.
- Naumann K, Müller-Langer F, Meisel K, Majer S, Schröder J, Schmieder U (2021): Weiterentwicklung der deutschen Treibhausgasminderungsquote. Hintergrundpapier. Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ). Leipzig. Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin//user_upload/Referenzen/Statements/Hintergrundpapier_Weiterentwicklung_THG-Quote.pdf.
- Statistisches Bundesamt (Destatis) (Hg.) (2020): Finanzen und Steuern. Energiesteuerstatistik 2019. Fachserie 14 Reihe 9.3. Online verfügbar unter <file:///C:/Users/knaumann/AppData/Local/Temp/energiesteuer-2140930197004.pdf%3bjsessionid=3DE1BEED5B8479E341D401A028F10409.live731.pdf>.
- Zukunft Gas (23.03.2021): Klimaschutz-Erwartungen deutlich übertroffen: Rekordnachfrage nach Erdgas im Schwerlastverkehr. Online verfügbar unter <https://www.gas.info/presse-publikationen/newsroom#/pressreleases/klimaschutz-erwartungen-deutlich-uebertroffen-rekordnachfrage-nach-erdgas-im-schwerlastverkehr-3084081>.

Kontakt

Karin Naumann, Dr. Franziska Müller-Langer

DBFZ - Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Torgauer Str. 116, 04347 Leipzig

✉ karin.naumann@dbfz.de

✉ franziska.mueller-langer@dbfz.de

Nutzung von Leguminosenuntersaaten zur Senkung des N-Düngereinsatzes im Winterarraps

Gefördert durch die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) als Projektträger des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) für das Förderprogramm Nachwachsende Rohstoffe.



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Zusammenfassung: Die mit Abstand größte Quelle für die THG-Emissionen im landwirtschaftlichen Produktionsverfahren ist die mineralische Düngung. Hier addieren sich die Emissionen aus der Herstellung der Dünger und die Feldemissionen.

Mit der Substitution von fossilen Kraftstoffen durch Rapsöl und Biodiesel kann die Emission von THG reduziert werden. Aus der Produktion von Raps bzw. Rapsölkraftstoffen entstehen ebenfalls Nebenprodukte, die in der Tierernährung genutzt werden und importierte Futtermittel aus Soja ersetzen, wobei wiederum Emissionen reduziert werden. Um die Vorgaben der Klimaschutzquote zu erreichen und somit die Versorgungssicherheit mit Biokraftstoffen zu gewährleisten, müssen Anbauverfahren hinsichtlich ihrer Nachhaltigkeit verbessert werden.

Im Projekt wurde seit 2017 die Möglichkeit untersucht, durch die Nutzung von Leguminosenuntersaaten mineralische Stickstoffdünger einzusparen. Dazu wurden in einer Serie von Feldversuchen die Auswirkungen von Untersaaten von Ackerbohnen und Blauen Lupinen im Vergleich zum Standardverfahren untersucht. Aus den Ertragsergebnissen wurden Stickstoffproduktionsfunktionen in Abhängigkeit von der Untersaatvariante erstellt und auf signifikante Unterschiede geprüft. So kann die Stickstoffdüngung unter den Aspekten Ökonomie, Treibhausgasemissionen und Wasserschutzanforderungen optimiert werden.

Abstract: The use of mineral fertilizers is a large source of greenhouse gases (GHG) emissions in agricultural production techniques. This includes GHG emissions by production of mineral fertilizers and soil field emissions. It is necessary to develop viable cultivation methods to mitigate GHG emissions during crop cultivation. Currently, the decrease of nitrogen fertilizers is an important section of agricultural research.

If mineral fertilizers are reduced, this has both an influence on the greenhouse gas balance as well as the yield and the profitability of the production chain. The opportunity of nitrogen fixation by legumes was used in a research project. The utilization

of this fixed nutrient was expected in rapeseed cultivation in spring after the legumes in the mixed cropping system are frozen to death. Thereby nitrogen fertilizer can be saved and high yields are still possible by using the nitrogen given by the legumes. The advantage of using the nitrogen fixed by legumes, however, is that no production emissions of GHG need to be estimated. The problem of nitrogen fertilizer use is emerging as an existential question for rapeseed cultivation. The supply of biofuels would be no longer guaranteed if the sustainability is not proved. This would lead to a failure to achieve targets of the climate quota.

There was carried out a series of field experiments producing winter rape by using underseed of bean and lupin compared with no underseed and using fertilizer in autumn. The result of this field experiments were several production function depending on undersowing or not. The emissions of GHG were calculated to find optimized nitrogen fertilization.

1 Einleitung

Mit 63,6 Mio. t CO₂-Äquivalenten war die Landwirtschaft 2018 nur für 7,4 % der Gesamttreibhausgasemissionen Deutschlands verantwortlich, auf dem Weg zur angestrebten Klimaneutralität im Jahr 2045 ist dennoch Handlungsbedarf geboten, damit das Zwischenziel, bis 2030 maximal 58 Mio. t CO₂-Äquivalent jährlich zu emittieren, erreicht werden kann. Darüber hinaus wurde mit Beschluss vom 24.03.2021 vom Bundesverfassungsgericht anerkannt, dass die bisher im Klimaschutzgesetz festgelegten Reduktionspfade mit den Grundrechten (nächster Generationen) unvereinbar sind, da „hohe Emissionsminderungslasten [...] auf die Zeiträume nach 2030“ verschoben werden. Hinzu kommt, dass die Emissionen aus der Landwirtschaft, im Gegensatz zu anderen Sektoren, seit 1990 nur wenig gesunken sind. Zu 95 Prozent setzen sich diese aus Methan (CH₄) und Distickoxid (N₂O; Lachgas) zusammen, und machen somit 62 % bzw. 79 % der Gesamtemissionen der jeweiligen Gruppe, bezogen auf Deutschland, aus. Während ersteres vor allem der Tierhaltung zugeschrieben werden kann, ist die Emission des besonders klimaschädlichen Lachgases auf den Ackerbau zurückzuführen. Wieviel N₂O bei der Umsetzung von Nitrat entsteht, ist stark abhängig von Witterung und Standort und lässt sich auch durch eine angepasste Bewirtschaftung nicht komplett vermeiden. Die Reduzierung der mineralischen Düngung kann dennoch einen Beitrag leisten. Durch eine bedarfs- und standortgerechte Düngung wird zum einen gewährleistet, dass nur so viel Nitrat im Boden verfügbar ist, wie die Pflanzen aufnehmen können und Verluste als N₂O oder diffus über die Auswaschung minimiert werden, zum anderen ist die Herstellung mineralischer, v.a. nitrathaltiger Düngemittel besonders energieintensiv.

Im Projekt „Nutzung von Leguminosenuntersaaten zur Senkung des N-Düngeinsatzes im Winterraps“ wurde daher untersucht, ob ein Teil der mineralischen Düngung durch den zeitgleichen Anbau von Leguminosen ersetzt werden kann. Diese sind in der Lage, Stickstoff aus der Luft zu fixieren, frieren über Winter ab und während der Umsetzung im Frühjahr wird N wieder freigesetzt.

2 Material und Methoden

Experimentelle Basis der Untersuchungen sind Exaktversuche an den beiden Versuchsstandorten Gülzow und Vipperow.

Die Untersuchung der N-Aufnahme der Fruchtarten sowie der N_{\min} -Gehalt im Boden zu verschiedenen Zeitpunkten soll die Ermittlung der Höhe des im Boden freigesetzten und durch den Raps genutzten Stickstoffs ermöglichen. Dazu dient eine Herbstdüngungs-Variante zum Vergleich sowie die Anlage als Stickstoffsteigerungsversuch, so dass als Ergebnis verschiedene N-Produktionsfunktionen in Abhängigkeit von der Leguminosenuntersaat zur Verfügung stehen. Daraus kann das Einsparungspotential von mineralischem N im untersuchten Rapsanbausystem und damit einhergehend das THG-Minderungspotential abgeleitet werden.

Die Versuche wurden als Spaltanlage eingerichtet. Eine Beeinflussung aller Parzellen durch die Düngung ihrer Nachbarparzellen wurde minimiert, indem die Parzellen im plot-in-plot-Verfahren angelegt wurden.

Die Höhe der N-Düngung (Herbst und Frühjahr) wurde laut Versuchsplan bemessen. Da besonders im Herbst eine Konkurrenzsituation zwischen dem Winterraps und der legumenen Untersaat zu vermuten ist, wurden im Versuch Rapsorten mit unterschiedlicher Herbstwüchsigkeit angebaut (Tab. 1).

Tab. 1: Versuchsplan

Faktor A: Beisat mit 4 Stufen			
a1	ohne		
a2	Blaue Lupine (Probor, verzweigt)		
a3	Ackerbohne (Fuego)		
a4	ohne, mit 40 kg N im Herbst		
	Faktor B: N-Düngung mit 4 Stufen (mineralisch, gesamt)		
		Gabenteilung	Gabenteilung
		a1, a2, a3	a4
b1	ohne	0-0	0-0
b2	120 kg N/ha im Frühjahr	120-0	80-0
b3	180 kg N/ha im Frühjahr	120-60	80-60
b4	240 kg N/ha im Frühjahr	120-120	120-80
Faktor C: Sortentyp mit 2 Stufen			
c1	im Herbst wüchsige Sorte (Hattrick)		
c2	im Herbst schwach wüchsige Sorte (Leopard)		

Die Aussaat erfolgte im optimalen Saatzeitfenster in der Zeit zwischen dem 20.08. und 30.08. Die Reihenabstände betrug 20 cm in Gülzow und 25 cm in Vipperow, wobei Raps und Leguminosen in alternierenden Reihen standen und die Leguminosen tiefer abgelegt wurden. Die Saattiefe betrug in beiden Versuchen 60 keimfähige Körner je m^2 (kf. Kö./ m^2) für Raps, für Lupine 70 kf. Kö./ m^2 und 35 kf. Kö./ m^2 für Ackerbohne.

Die Bilanzierung der Treibhausgasemissionen erfolgte mittels des frei verfügbaren Tools Biograce. Dieses Tool ist EU-weit anerkannt. Hier werden die einzelnen Produktionsfaktoren hinsichtlich ihrer THG-Emission bilanziert und dem Produkt gegenübergestellt. Die Emissionen werden dabei auf die verschiedenen Outputs (z.B. Biodiesel, Rapsextraktionsschrot) nach ihrem Heizwert alloziert. Das gesamte Berechnungsverfahren arbeitet energiebezogen und weist als wesentliches Ergebnis im Sinne des Projektes die THG als CO₂-Äquivalente je Energieeinheit des Biodiesels aus. Da die mineralische Stickstoffdüngung aufgrund hoher Herstellungs- und Feldemissionen den höchsten Einfluss besitzt, wirkt sich eine Reduzierung der Stickstoffdüngung positiv aus.

Um gleiche Bedingungen für die einzelnen Varianten abzusichern, wurden die nicht themenrelevanten Eingangsgrößen konstant gehalten. Sie wurden als Mittelwert der Schlagauswertung des Rapsanbaus in den Referenzbetrieben der Jahre 2017 bis 2020 entnommen. Das betrifft:

- Saatguteinsatz 3,6 kg/ha
- Kalkdünger 132 kg/ha CaO
- Kaliumdünger 80 kg/ha K₂O
- Phosphordünger 33 kg/ha P₂O₅
- Dieselverbrauch 83 l/ha

Entsprechend den Versuchsvarianten und Ergebnisdarstellungen wurden die N-Düngungsstufen 0, 40, 180 und 240 kg/ha Mineral-Stickstoffdünger eingesetzt. Der Herbizideinsatz der Faktorstufen der Untersaat wurde in der Kalkulation variiert, da auch in der Praxis bei Leguminosenuntersaaten im Rapsanbau nicht der übliche Herbizideinsatz erfolgen kann:

- ohne Untersaat und Herbizidüngung: 1,2 kg/ha Pflanzenschutzmittelwirkstoff, davon entfällt 1 kg/ha auf Herbizide
- Leguminosenuntersaaten: 0,655 kg/ha, davon entfallen 0,455 kg/ha auf Herbizide. Im Fall der Leguminosenuntersaaten beschränkte sich der Herbizideinsatz auf 1,0 l/ha Stomp Aqua.

Gemäß den Regeln des Biograce-Tools und der RED werden dem Stickstoff, der aus der N-Fixierung der Leguminosen stammt, keine THG-Emissionen zugeordnet.

Die Kalkulation und die Darstellung beziehen sich auf den Bereich des Anbaus. Transport und Verarbeitung sind konstant und werden darum nicht betrachtet. Die Werte der Anbau-THG-Emission sollten sich an dem für Mecklenburg-Vorpommern geltenden NUTS2-Wert von 23,6 g CO₂eq/MJ Biodiesel orientieren. Dieser Wert kann in der Nachhaltigkeitserklärung der Anbauer angegeben werden.

3 Ergebnisse und Diskussion

Der Raps reagiert während der Keimung und Jugendentwicklung, wegen seiner geringen Tiebkraft, besonders empfindlich auf ein unzureichend hergerichtete Saatbett. In den 3 Versuchsjahren waren die Voraussetzungen zur Aussaat nicht optimal. Im Herbst 2017 führten die außergewöhnlich hohen Niederschläge zu Problemen bei der Aussaat und zogen eine Erkrankung der Lupinen in Gülzow mit der Schwarzen Wurzelfäule (*Thielaviopsis basicola*) nach sich. Die extreme Trockenheit im Jahr 2018 und auch 2019 erschwerte die ausreichende Saatbettbereitung, Rückverfestigung sowie die Keimung. Die Ackerbohnen konnten sich aufgrund der tieferen Ablage besser etablieren.

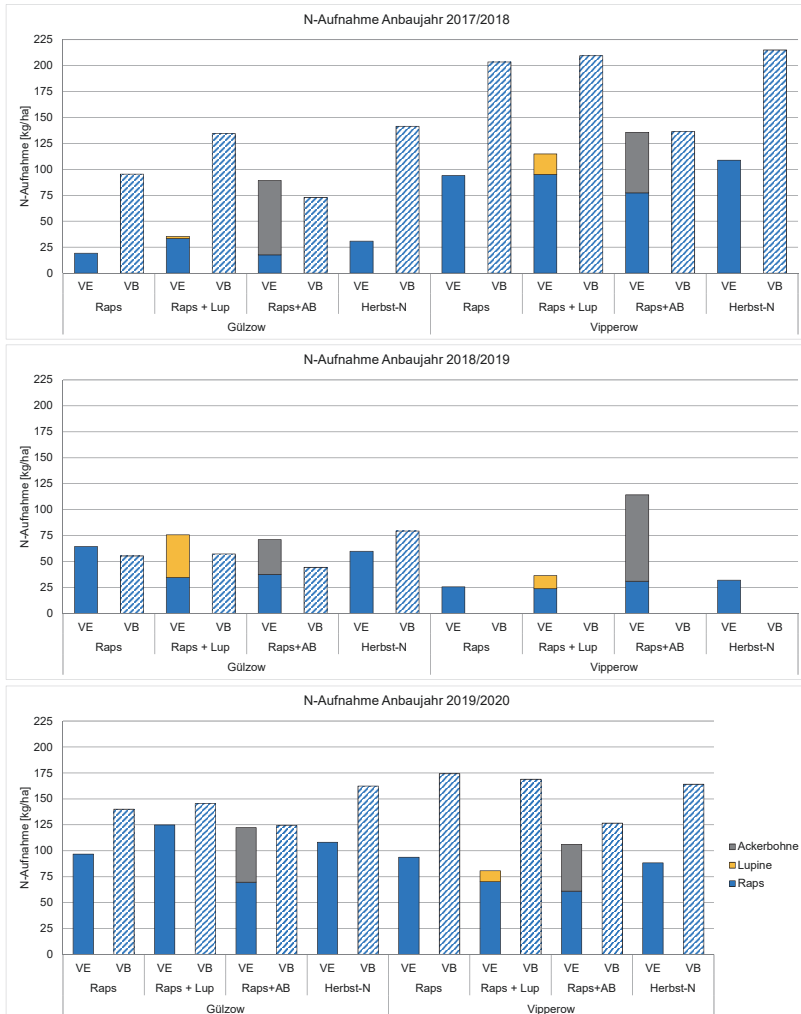


Abb. 1: N-Aufnahme zum Vegetationsende (VE) und Vegetationsbeginn (VB)

Die N-Aufnahmen zu Vegetationsende (Abbildung 1) waren trotz der schwierigen Bedingungen in der Rapsreinsaat-Variante ausreichend, auch in den Varianten mit einer Untersaat, trotz der Konkurrenz zwischen Leguminosen und Raps. Bei schwach entwickelten Rapsbeständen konnten die Leguminosen, vor allem die Ackerbohne bis zu 83 kg N/ha aufnehmen, bei gut entwickelten Beständen noch bis zu 58 kg N/ha. Bei einem in der Praxis gängigen Düngungsniveau von 180 kg N/ha könnte ein nicht unerheblicher Teil des mineralischen Düngers potentiell durch die Leguminosen substituiert werden.

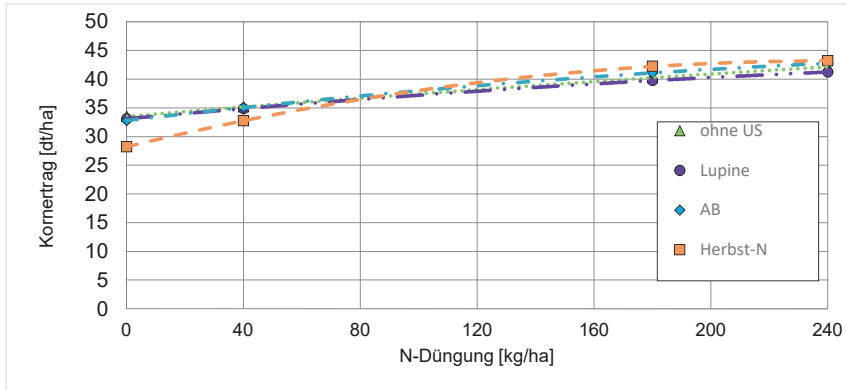


Abb. 2: Kornertrag (bei 91% TS) der verschiedenen Untersaatstufen in Abhängigkeit von der N-Düngung

In der Serienauswertung des Feldversuches über 3 Jahre und 2 Standorte konnten hinsichtlich des Kornertrages jedoch keine signifikanten Unterschiede festgestellt werden (Abb. 2), alle Produktionsfunktionen liegen, vor allem im praxisrelevanten Düngungsbereich von 120 bis 180 kg N, nah beieinander. Lediglich der Kornertrag in der Herbstdüngungsvariante weicht im unteren N-Bereich stärker ab und gleicht sich mit zunehmender Düngungsintensität an den Verlauf der übrigen Varianten an. Ein Vorteil einer Herbst-N-Gabe kann nicht abgeleitet werden.

Es wird angenommen, dass die extreme Trockenheit, welche vor allem in der Hauptvegetationszeit und damit der höchsten N-Aufnahme der Rapspflanze zwischen März bis Mai besonders stark ausgeprägt war, die Mineralisation und Aufnahme von N gehemmt hat. So ist der Anstieg der Graphen in allen Varianten mit zunehmender Düngung gering. Außerdem waren die N_{\min} -Gehalte zur Aussaat erhöht, aufgrund der Trockenheit wurde nur wenig N über das Ernteprodukt der Vorfrucht abgefahren, wodurch viel N für den Raps zur Verfügung stand. Hohe N_{\min} -Gehalte in den Varianten mit Ackerbohnenuntersaat nach der Ernte lassen ebenfalls vermuten, dass eine Mineralisation deutlich später als beabsichtigt eintrat. Hinzu kommt, dass die Lupinen wenig Konkurrenzskraft gegenüber dem Raps besitzen. Sie wurden frühzeitig überwachsen wodurch sie noch vor Winter abgestorben sind und somit nur wenig N fixieren konnten. Die Ackerbohnen

hingegen entwickelten sich gut, aufgrund der außergewöhnlich milden Wintermonate froren diese nicht sicher ab und konnten sich teilweise bis zur Kornreife entwickeln, somit begann die Umsetzung und N-Freisetzung deutlich verspätet.

Wie auch die bei den Kornerträgen gab es im Bereich der kalkulierten THG-Emissionen nur geringe Unterschiede bezüglich des Faktors der Untersaaten auf jeweils gleicher N-Düngungsstufe. Der größte Einfluss wird vom Faktor N-Düngung verursacht, da etwa 75 bis 80 % der THG-Emissionen durch die mineralische Stickstoffdüngung verursacht werden (Herstellungs- und Feldemissionen).

Die THG-Emissionen aller vier Varianten steigen mit zunehmender N-Düngung nahezu linear an (Abb. 3).

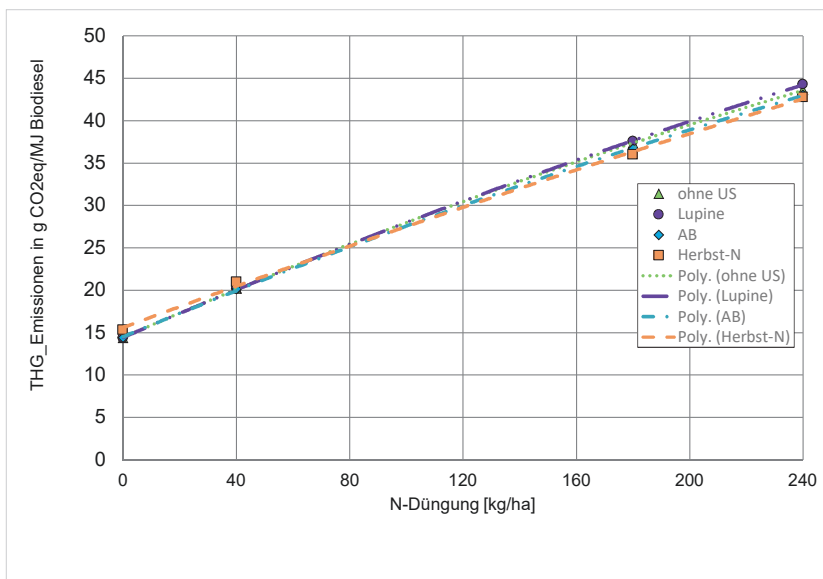


Abb. 3: THG-Emissionen der verschiedenen Untersaatstufen in Abhängigkeit von der N-Düngung

Der NUTS2-Wert der kalkulierten Varianten wird nur bei einer N-Düngung von:

- 69,1 kg/ha N bei der Herbstdüngung,
- 70,8 kg/ha N bei der Untersaat Lupinen,
- 71,7 kg/ha N ohne Untersaat und
- 73,3 kg/ha N bei der Untersaat Ackerbohnen

eingehalten. Diese Höhe des N-Düngungsniveaus ist jedoch nicht wirtschaftlich und wird auch in der Praxis in der Regel nicht eingehalten. Eine erwartete Minderung der THG-Emissionen durch die Leguminosenuntersaaten ist nicht eingetreten, was auf die geringen Ertragseffekte zurückgeführt wird. Bereits in

anderen Berechnungen hat sich gezeigt, dass unter komplizierten Jahresbedingungen häufig die Ertragserwartungen nicht erfüllt werden und so die THG-Emissionsgrenzwerte in der Praxis nicht eingehalten werden können.

Im Ergebnis der Feldversuche muss festgestellt werden, dass auch hier die Erträge nicht den Erwartungen entsprechen, wofür es mehrere Ursachen gibt, die bereits diskutiert wurden. Die Folge sind relativ hohe und wenig differenzierte THG-Emissionen.

4 Verwertung der Ergebnisse

Im untersuchten Anbausystem konnten keine nachteiligen Effekte auf die Rapsentwicklung durch die Konkurrenz der Leguminosen festgestellt werden. Die Biomasseentwicklung und damit verbunden die N-Aufnahme vor dem Winter war für die Pflanzenentwicklung ausreichend.

Ackerbohnen konnten vor dem Winter bis zu 83 kg N/ha aufnehmen, die Blaue Lupine bis zu 41 kg N/ha.

Trotzdem konnten keine signifikanten Ertrags- und Qualitätsunterschiede der Varianten abgeleitet werden, was wiederum nur zu minimalen Änderungen der THG-Bilanz und der ökonomischen Leistung führte.

Es wird angenommen, dass die ausgeprägte Trockenheit, vor allem in der Zeit des höchsten N-Bedarfes von April bis Mai, die Mineralisierung der legumen Rückstände gehemmt hat.

Nach der Ernte konnten bis zu 40 kg höhere N_{\min} -Gehalte in der Variante Ackerbohnenuntersaat gemessen werden, welche der folgenden Kultur zwar zusätzlich zur Verfügung stehen, allerdings auch gegenüber einer Auswaschung über Winter abgefangen werden müssen.

Eine N-Umverlagerung in tiefere Bodenschichten bis 90 cm und das damit erhöhte Auswaschungsrisiko war in den Varianten mit Leguminosenuntersaaten geringer.

Ein Einfluss des Sortentypes bzw. der Rapssorte auf die N-Aufnahme im Herbst konnte nicht festgestellt werden.

Der Einsatz von Pflanzenschutzmitteln konnte wirkstoffbezogen von 1,2 kg/ha in den Reinsaatvarianten auf 0,7 kg/ha in den Beisaatvarianten reduziert werden.

Die N-Effizienz einer Herbstdüngung, gemessen an der N-Aufnahme vor Winter, war gering. Im Vergleich zu den anderen Varianten waren die N_{\min} -Gehalte zu Vegetationsende erhöht und die Umverlagerung in tiefere Bodenschichten stärker.

Die Blaue Lupine kann sich nur bei geringer bis normaler Etablierung des Rapses ausreichend entwickeln und ist bei zu nasser Herbstwitterung krankheitsanfällig.

Die Ackerbohnen froren nur unsicher ab und konnten sich z.T. trotz der Konkurrenz durch den Raps bis zur Blüte und Reife entwickeln. Die Abreife erfolgte jedoch früher und führte zu keiner Qualitätsminderung des Erntegutes durch Fremdbesatz.

Erste Erfahrungen können von Praktikern genutzt werden, dennoch besteht weiterer Forschungsbedarf hinsichtlich:

1. Der optimalen Saatstärke und Reihenweite
2. Geeigneten Leguminosenarten und -sorten (z. B. bei ausreichender Anthraknoseresistenz auch Gelbe und Weiße Lupine)
3. Der Reduzierung von Kosten für Aussaat und Saatgut
4. Dem anrechenbaren N aus der legumen Fixierung und dem daraus resultierenden mineralischen Düngungsniveau

Kontakt

Dr. Andreas Gurgel, Katharina Riebe

Landesforschungsanstalt für Landwirtschaft und Fischerei
Mecklenburg-Vorpommern
Dorfplatz 1 / OT Gülzow, 18276 Gülzow-Prüzen

✉ k.riebe@lfa.mvnet.de

Lignin als Basis für erneuerbare Schifffahrtskraftstoffe (HFO und MGO)

Ein Einblick in den Stand des EU-Horizon-2020-Projektes „IDEALFUEL“

Zusammenfassung: Die Reduzierung der Treibhausgasemissionen ist eine weltweite Herausforderung jetziger und zukünftiger Generationen. Einen entscheidenden Beitrag zur Treibhausgasminderung muss dabei auch der Verkehrssektor leisten, welcher aufgrund von wachsendem Warenverkehr auch in den nächsten Jahren stetig zunehmen wird. Neben der Elektrifizierung wird vor allem im Schwerlastverkehr auch die Integration von alternativen Kraftstoffen mit einem hohen Maß an Treibhausgasminderungspotenzial essenziell.

Eine zügige Inverkehrbringung von alternativen Kraftstoffen, möglichst in bestehende Infrastrukturen, benötigt dabei zum einen die entsprechende Normkonformität, zum anderen aber auch eine Sicherstellung der Materialverträglichkeit sowohl im Gesamtsystem als auch in möglichen Kraftstoffblends untereinander.

Das Hauptziel des hier vorgestellten Projekts IDEALFUEL ist die Entwicklung und Erprobung eines schwefelarmen Schweröls, welches aus holzbasierter non-food Biomasse hergestellt wird. Hintergrund ist ein zweistufiger chemischer Prozess von Lignin aus lingocellulosehaltiger Biomasse über ein Crude-Oil hin zu einem Bio-Schweröl. Diese Arbeit befasst sich mit der Untersuchung der Materialverträglichkeit der Systemkomponenten eines 4-Takt-Motors im Hardware-in-the-Loop Prüfverfahren. Als kritische Komponente wurde die Hochdruckpumpe identifiziert, auf deren Testung sich die Versuche dementsprechend fokussieren.

Das Projekt wird durch das European Union Horizon 2020 Research and Innovation Programm unter der Vereinbarungsnummer 883753 gefördert.

Abstract: Reducing greenhouse gas emissions is a global challenge for current and future generations. A decisive contribution to greenhouse gas reduction must also be made by the transport sector, which will continue to grow steadily in the coming years due to increasing goods traffic. In addition to electrification, the integration of alternative fuels with a high degree of greenhouse gas reduction potential will also become essential, especially in heavy-duty transport.

Rapid introduction of alternative fuels into the market, if possible in existing infrastructures, requires conformity with the relevant standards as well as ensuring material compatibility both in the overall system and in possible fuel blends with one another.

The main objective of the IDEALFUEL project presented here is the development and testing of a low-sulfur heavy fuel oil produced from wood-based non-food biomass. The background is a two-step chemical process from lignin from lingocellulosic biomass through a crude oil to a heavy (bio-)oil. This work covers the investigation of the material compatibility of the system components of a 4-stroke engine using the hardware-in-the-loop test method. The critical component identified and focused on was the high pressure pump.

The project is funded by the European Union's Horizon 2020 Research and Innovation program under the grant agreement number 883753.

1 Einleitung

Die Reduzierung der Treibhausgasemissionen ist eine weltweite Herausforderung jetziger und zukünftiger Generationen. Einen entscheidenden Beitrag zur Treibhausgasminderung muss dabei auch der Verkehrssektor beitragen, welcher aufgrund von wachsendem Warenverkehr auch in den nächsten Jahren stetig zunehmen wird. Neben der Elektrifizierung wird vor allem im Schwerlastverkehr auch die Integration von alternativen Kraftstoffen mit einem hohen Maß an Treibhausgasminderungspotenzial essentiell. Eine zügige Inverkehrbringung von alternativen Kraftstoffen, möglichst in bestehende Infrastrukturen benötigt dabei zum einen die entsprechende Normkonformität als auch eine Sicherstellung der Materialverträglichkeit sowohl im Gesamtsystem als auch in möglichen Kraftstoffblends untereinander.

Neben der Entwicklung bzw. Herstellung des alternativen Kraftstoffes ist daher die Prüfung der Systemverträglichkeit unabdingbar.

2 Das Projekt „IDEALFUEL“

2.1 Projektidee und Prüfstandsmerkmale

Das Hauptziel des hier vorgestellten Projekts IDEALFUEL ist die Entwicklung und Erprobung eines schwefelarmen Schweröls, welches aus holzbasierter non-food Biomasse hergestellt wird. Hintergrund ist ein zweistufiger chemischer Prozess von Lignin aus lingocellulosehaltiger Biomasse über ein Crude-Oil hin zu einem Bio-Schweröl. Abbildung 1 zeigt die geplanten Verfahrensschritte und Ziele des IDEALFUEL Projektes.

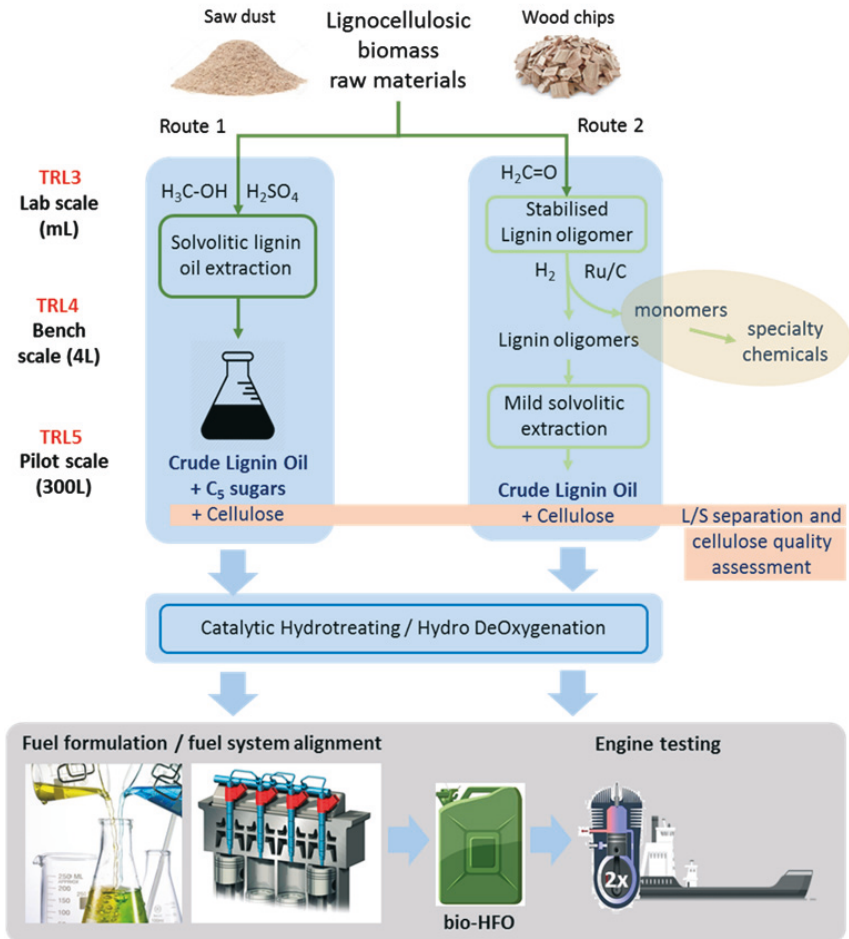


Abb. 1: Verfahrensschritte und Projektziele von IDEALFUEL

Innerhalb des IDEALFUEL Projektes soll unter anderem die Materialverträglichkeit des biogenen HFO untersucht werden. Während die Kompatibilität des bio-HFO in 2-Takt-Motoren bei Projektpartnern getestet wird, soll der Einfluss des alternativen Kraftstoffes in verschiedenen Blendraten auch auf den schnelllaufenden 4-Takt-Motoren bestimmt werden. Dabei wird das bioHFO vor allem als alternative Drop-In Qualität eines High-Flaspoint Fuels (HFP) im 4-Takter untersucht.

Die TEC4FUELS GmbH hat daher ein entsprechendes Prüfstandskonzept entwickelt und aufgebaut. Hintergrund der Prüfung ist das sogenannte Hardware-in-the-Loop Verfahren. Der Grundgedanke beim Einsatz von HiL-Prüfständen ist, dass ein vergleichsweise geringes Probenvolumen im Kreis gefördert wird

(„loop“), wobei die kritischen Bauteile des realen Systems („Hardware“) verwendet werden, um die Reaktionen zwischen dem Kraftstoff und den Bauteilen abzubilden. Während des Versuchsablaufs ist der Kraftstoff Belastungen ausgesetzt und altert, was die Versuchsbedingungen verschärft, da die Komponenten mit den Alterungsprodukten in Kontakt kommen.

2.2 Der Prüfstand

Die Auslegung des Prüfstands ist abgeschlossen. Abbildung 2 zeigt das Fließbild des Prüfstands. Als kritische Systemkomponente wird die Hochdruckpumpe in diesem Projekt fokussiert.

Der Kraftstoff wird von einer Vordruckpumpe über einen Kraftstofffilter zur Hochdruckpumpe gefördert, die von einem Elektromotor angetrieben wird. Die Hochdruckpumpe fördert den Kraftstoff in dieser Versuchsplanung bis zu einem Druck von 1.500 bar. Der Druck wird über ein entsprechendes Druckregelventil eingestellt. Die Hochdruckpumpe ist ölgeschmiert und verfügt über einen externen Ölkreislauf.

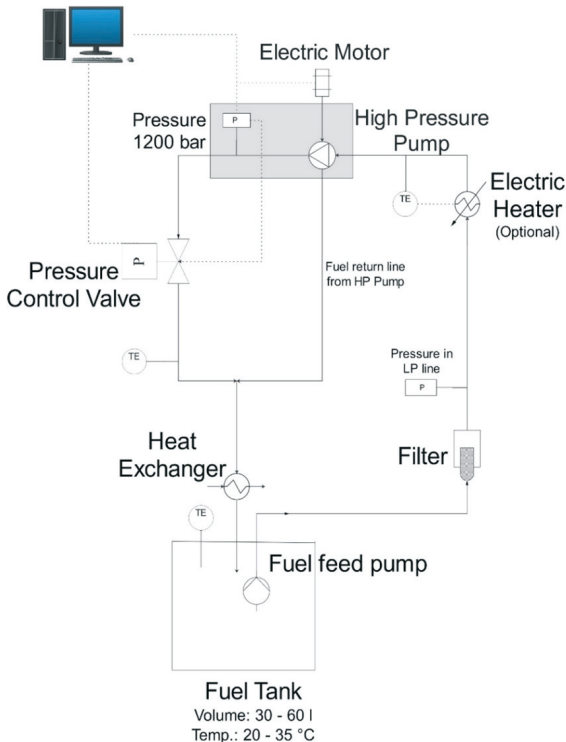


Abb. 2: Fließbild des Prüfstands

In Abb. 3 ist ein Bild der wesentlichen Prüfstandskomponenten (E-Motor, Kuppelung, Öl-Flansch, Hochdruckpumpe, Öl-Pumpe, Druckmessstelle, Druckregelventil) dargestellt. Aufgrund des negativen Joule-Thomson Effektes zeigt der Kraftstoff bei Entspannung einen starken Temperaturanstieg, welcher wiederum durch ein entsprechendes Kühlsystem mit 2,4 kW Kühlleistung mittels Wärmetauscher abgeführt wird. Das System wird in einer Taktung betrieben, so dass neben Betriebszeiten auch Pausen sichergestellt werden, damit der Kraftstoff sich in den Systemkomponenten ablagern und zu potenziellen Anstiegen der Anlaufdrehmomente führen kann.

Durch die Prüfung mittels des Hardware-in-the-Loop Konzeptes (HiL) sollen mögliche Kavitationseffekte oder korrosive Angriffe der biogenen / alternativen Kraftstoffe auf die Hochdruckpumpe fokussiert und untersucht werden. Die Begutachtung erfolgt optisch durch die Zerlegung der Hochdruckpumpe und der Inspektion der Kraftstoffleitungen. Zusätzlich wird der benötigte Strombedarf über die Zeit prä-indikativ ausgewertet, um mögliche Verschleißerscheinungen oder kraftstoffbedingte Ablagerungen während der Betriebszeit zu erfassen. Optional können sowohl der Kraftstoff als auch die metallischen Komponenten oder Elastomer-Werkstoffe zu weiteren Analysen eingesetzt werden.

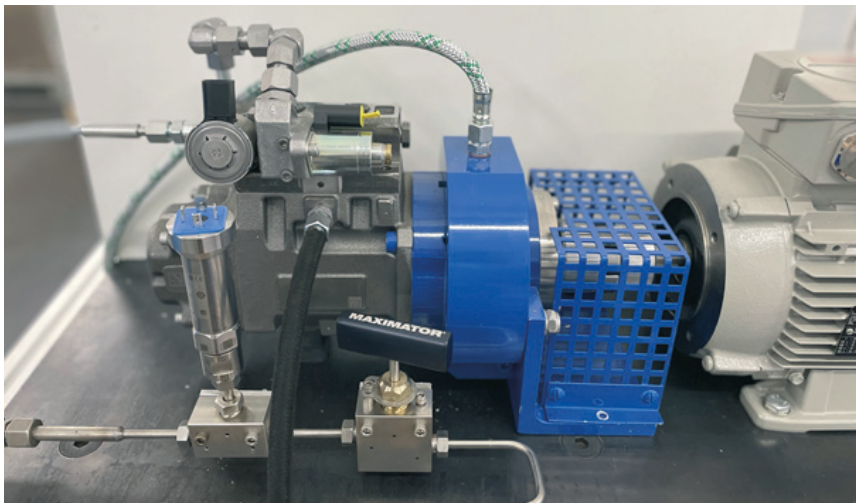


Abb. 3: Wesentlichen Prüfstandskomponenten

3 Einschätzung und Ausblick

Zum Zeitpunkt der Erstellung des Beitrages zum Tagungsband wurde der Prüfstand mit dem Referenzkraftstoff Marine-Gas-Oil (MGO) betrieben. In folgenden Untersuchungen sollen die hergestellten bio-HFP der Projektpartner in verschiedenen Blendraten getestet werden. Es sollen zunächst Blends mit bis zu 20 % (V/V) bio-HFP eingesetzt werden. Optional können höhere Blendraten oder eine

Vor-Temperaturierung des Kraftstoffes untersucht werden.

Bereits in früheren Untersuchungen wurde mittels des HiL-Konzeptes der Einfluss verschiedener Kraftstoffe auf den Betrieb der Hochdruckpumpe untersucht. Im Folgenden sollen zwei exemplarische Auswertungen die möglichen Ergebnisse der Prüfung zeigen. Abbildung 4 zeigt die Stromaufnahme während des Betriebes als Stromstärke/Druck*1000 gegenüber der Betriebszeit von zwei Prüfläufen.

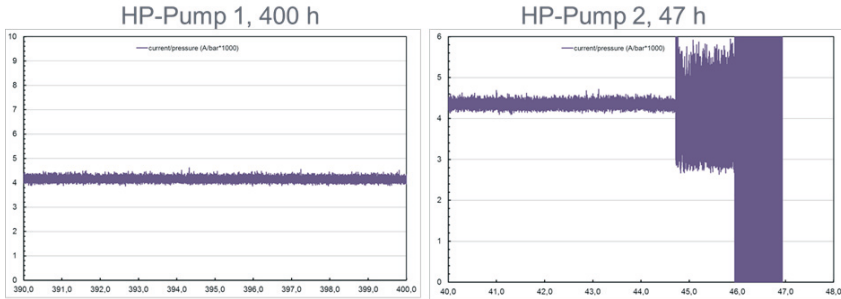


Abb. 4: Stromaufnahme von zwei Prüfläufen (y-Achse: Stromstärke/Druck*1000; x-Achse: Zeit in h)

Während die Hochdruckpumpe 1 über 400 h Versuchszeit keine Änderung in der Stromaufnahme zeigte, führte der Betrieb des gleichen Kraftstoffes in der Hochdruckpumpe 2 bereits nach wenigen Stunden zu einem deutlichen Anstieg der Stromaufnahme. Der Kraftstoff wurde dabei nicht mehr durch die Hochdruckleitung gefördert, sondern über die Rücklaufleitung in den Tank geleitet.

Die Ergebnisse der ersten Blend-Untersuchungen des IDEALFUEL Projektes sollen auf dem Rostocker Bioenergieforum im Rahmen des Vortrags vorgestellt werden.

Das Projekt wird durch das European Union Horizon 2020 Research and Innovation Programm unter der Vereinbarungsnummer 883753 gefördert.

Projektpartner



Kontakt

Chandra Kanth Kosuru, Projektingenieur

TEC4FUELS GmbH

✉ Chandrakanth.kosuru@tec4fuels.com

Carbon Farming – Biomasseanbau und Kohlenstoffanreicherung in landwirtschaftlichen Böden

1 Einleitung

Deutschland hat sich mit dem Klimaschutzplan 2050 das Ziel gesetzt, bis dahin weitgehend treibhausgasneutral zu werden. Für dieses Ziel ist der Ersatz fossiler Energieträger mit erneuerbaren Energien notwendig. Die Nutzung landwirtschaftlich erzeugter Biomasse für die Energiebereitstellung ist eine der Möglichkeiten. Im Klimaschutzplan werden für die Landwirtschaft der Erhalt der Senkenfunktion (Grünland-, Moorschutz) und die Verringerung der Lachgasemissionen als die vorrangig zu adressierenden Größen für den Klimaschutz genannt. Eine Ausdehnung des Energiepflanzenanbaus wird dort aufgrund der Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion nicht angestrebt. Jedoch unterstützt Deutschland auch die 4-Promille-Initiative (Minasny et al. 2017), die die Kohlenstoffanreicherung in Böden und deren Senkenfunktion fördern soll. In der „Farm to Fork“-Strategie der Europäischen Kommission (European Commission 2020) wird angekündigt, ein Zertifizierungssystem für die Kohlenstoffbindung auf landwirtschaftlichen Flächen als Klimaschutzmaßnahme auf den Weg zu bringen. Durch die Maßnahmen zur Kohlenstoffanreicherung in Böden werden auch Potentiale für die Bioenergieerzeugung entstehen.

1.1 „Carbon Farming“

Als „Carbon Farming“ wird Landwirtschaft definiert, die zum Ziel hat, zusätzliches Kohlenstoff-Dioxid (CO_2) aus der Atmosphäre abzunehmen, C langfristig in Böden und in der pflanzlichen Biomasse zu speichern, den dann erhöhten organischen Kohlenstoffgehalt (Corg) des Bodens zu erhalten und damit günstigere Klimabilanzen der landwirtschaftlichen Produktion zu erzielen (Pauli et al. 2018; Paustian et al. 2019). In Deutschland und in Europa bestehen einige private Initiativen und Geschäftsmodelle (wie z.B. CarboCert, Carbon Farmed Solutions, Stiftung Lebensraum, Verein Ökoregion Kaindorf), um Landwirte für Kohlenstoffanreicherung in Böden zu honorieren und C-Zertifikate für den Ausgleich von Treibhausgasemissionen anzubieten. Weitere Initiativen sind am Start. Die Begleiteffekte von Carbon Farming sind aussichtsreich: Für die Aufrechterhaltung der Bodenfruchtbarkeit und der Wasserspeicherfähigkeit sind Humuserhalt und Humusbildung wichtig. Biologische Stickstofffixierung ist essentiell für den ökologischen Landbau. Erweiterte Fruchtfolgen fördern Biodiversität und Erosionsschutz. Auch bei der Bioenergiegewinnung aus landwirtschaftlichen Rohstoffen sollten solche Ziele berücksichtigt und das Potential des für „Carbon Farming“ veränderten Pflanzenbaus genutzt werden. Aus den neuen Fruchtfolgeelementen könnte mit Bioenergie Wertschöpfung generiert werden und sie müssten nicht immer in direkter Flächenkonkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion stehen.

1.2 Zielsetzung des Projekts

Im Rahmen des INTERREG Nordsee Raum Projekts „Carbon Farming“ untersuchen wir Möglichkeiten der C-Anreicherung auf landwirtschaftlich genutzten Böden sowie Geschäftsmodelle für C-Zertifikate (<https://northsearegion.eu/carbon-farming/>). Begleitend untersuchen wir, ob und mit welchen landwirtschaftlichen Maßnahmen C in kurzer Zeit messbar im Boden angereichert werden kann. Wie wir wissen, ist der Weg dahin, mehr atmosphärisches CO₂ zu binden, auf den gleichen Flächen durchgängig mehr pflanzliche Bio- und Wurzelmasse zu erzeugen als zuvor und Bodendeckung zu gewährleisten. Hierfür kommen der Anbau von Zwischenfrüchten und Untersaaten, die Etablierung mehrjähriger Kulturen, von Blühstreifen und Randstreifen sowie Agroforstsysteme und auch die Anreicherung von Grünlandnarben in Frage. Dadurch langfristig zusätzlich aus der Atmosphäre gebundenes CO₂ könnten ggf. in den Emissionshandel einbezogen und die Landwirte für den Aufwand honoriert werden. Bioenergieproduktionsanlagen könnten mit Biomasse aus dem erweiterten Anbau versorgt, bzw. Holz aus Agroforstwirtschaft könnte z.B. für die Pyrolyse oder direkte Verbrennung bereitgestellt werden. Außerdem, könnten nach der Nutzung der so erzeugten zusätzlichen Biomasse als Energierohstoff, z.B. in Biogasanlagen, die entstehenden Nebenprodukte, wie Biogasgülle, dem abgebendem „Carbon Farming“ Landwirt für die Düngung und C-Anreicherung im Boden wieder zur Verfügung gestellt werden. Bioenergieproduzenten, Landwirte und Gesellschaft könnten von den positiven Nebenwirkungen von Carbon Farming, wie z.B. dem Aufbau und Erhalt von Humus in Böden und dadurch besserer Wasserspeicherkapazität und Nährstoffversorgung für Pflanzen, aber auch insgesamt von erhöhter Widerstandsfähigkeit der Böden gegen Klimaveränderungen, profitieren.

2 Material, Methoden und Ergebnisse

Im Rahmen dieses Projekts wurden am Standort Trenthorst in 2019 mehrere Feldversuche mit Untersaaten, organischer Düngung, Saatgutbeizung mit Stickstoff bindenden Bakterien und Bodenbearbeitung angelegt. In den letzten zwei Jahren wurden auch Gras-Untersaaten (Weidelgras-Kleegras Mischung) beim Anbau von Winterraps (2019), Öko-Ackerbohnen (2019), Winterweizen (2020) und Öko-Hafer (2020) integriert. Öko-Hafer aus dem Versuch wurde für die Produktion von Haferflocken benutzt. Diese wurden beispielhaft als ein neues Geschäftsmodell mit einem Klima-Label etikettiert, welches Maßnahmen zum Humusaufbau adressiert und könnten dem Landwirt auf dem Markt mehr Gewinne bringen als üblich (<https://bit.ly/2QLyZVh>).

Um herauszufinden, ob und wieviel CO₂ im Boden mit den oben genannten zusätzlichen Maßnahmen gespeichert wird, werden Bodenanalysen, auf Gesamt-C und -N sowie auf heißwasserlöslichen C und N mit Elementaranalyse, Nährstoffanalysen (N_{min}, P, K, Mg) durchgeführt und Ertragsdaten erfasst. Für die Bestimmung der Trockenrohdichte des Bodens und für die C- und N-Analysen werden Stechzylinder-Proben mit 100 cm³ in 5-10 cm und 40-45 cm Bodentiefe benutzt. Die Ausgangsbodenproben wurden im Frühjahr 2019 entnommen.

Um die Entwicklung der Boden-C-Gehalte zu beobachten, werden die Versuche jährlich im Herbst beprobt.

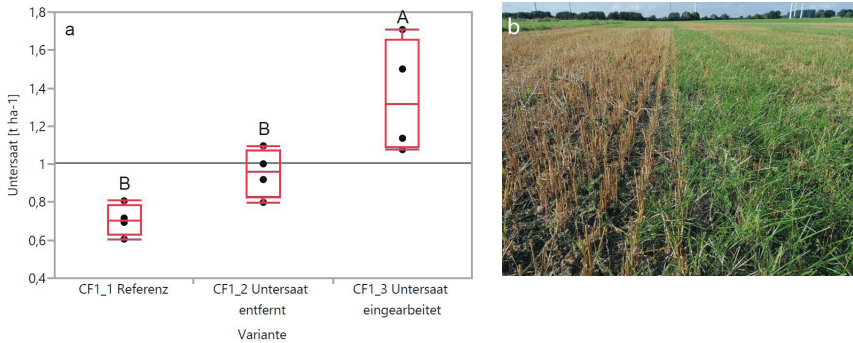


Abb. 1: Erntemengen (Trockenmasse) der oberirdischen Biomasse einer Weidelgras-Klee-gras Mischung als Untersaat in Hafer im Vergleich zur Referenzfläche (mit Unkraut-biomasse) auf der ökologisch bewirtschafteten Fläche (a); der Feldversuch mit den Varianten ohne und mit Untersaaten nach Haferernte in 2020 (b).

In Abb. 1a sind die Ernteerträge (Trockenmasse) der Untersaaten [t ha⁻¹] in Öko-Hafer im Vergleich zur Referenzfläche ohne Untersaaten (aber mit Unkraut-biomasse) dargestellt. Die Variante „Untersaat eingearbeitet“ hat höhere oberirdische Biomasseerträge ($p < 0,05$) als die anderen beiden Varianten. In der Variante „Untersaat entfernt“ wird die oberirdische Biomasse abgefahren.

Die oberirdische Biomasse kann entweder auf dem eigenen Hof verwertet oder als Energiegras in benachbarte (um erhöhte Transportemissionen zu vermeiden) Biogasanlagen geliefert werden. Die erzeugten Mengen von Untersaat-Biomasse von den Versuchen in den Jahren 2019 und 2020 können Tab. 1 entnommen werden. Sie bieten ein zusätzliches Potential für die Bioenergieproduktion.

Tab. 1: Erntemengen (Trockenmasse) an oberirdischer Untersaat-Biomasse (Weidelgras-Klee-gras Mischung) auf den Versuchen in konventionell und ökologisch bewirtschafteten Flächen [t ha⁻¹].

Jahr	Hauptkultur	Untersaat-Biomasse	Standard-Abweichung
2019	Winterraps	1.9	0.30
2019	Ackerbohne (Öko)	0.8	0.24
2020	Winterweizen	0.6	0.18
2020	Hafer (Öko)	1.2	0.28

Literaturliste:

1. European Commission, A Farm to Fork Strategy for a fair, healthy and environmentally-friendly food system, Brussels, 20.5.2020 COM(2020) 381 final
2. Minasny, B., Malone, B. P., McBratney, A. B., Angers, D. A., Arrouays, D., Chambers, A., Chaplot, V., Chen, Z.-S., Cheng, K., Das, B. S., et.al. (2017): Soil carbon 4 per mille. *Geoderma* 292, 59–86 DOI: 10.1016/j.geoderma.2017.01.002
3. Pauli N, Abbott Lynette K, Rex R, Rex C, Solaiman Zakaria M (2018) A farmer–scientist investigation of soil carbon sequestration potential in a chronosequence of perennial pastures *Land Degrad Dev.* 2018;29:4301–4312 DOI: 10.1002/ldr.3184
4. Paustian K, Larson E, Kent J, Marx E, Swan A (2019) Soil C sequestration as a biological negative emission strategy. 1(8), DOI: 10.3389/fclim.2019.00008

Weiterführende Links:

1. <https://www.carbocert.de/>
2. <https://de.carbonfarmed.com/>
3. <https://www.oekoregion-kaindorf.at/>
4. <https://stiftunglebensraum.org/>

Kontakt

Zaur Jumshudzade, Dr. Hans Marten Paulsen

Thünen-Institut für Ökologischen Landbau
Trenthorst 32, 23847 Westerau

✉ zaur.jumshudzade@thuenen.de

FORUM B

BIOGAS

Der Beitrag von Biomethan und synthetischem Methan zu einem Energiewende-kompatiblen Gassektor

Zusammenfassung: Mit dem Fortschreiten der Energiewende wird generell die Rolle des Gassektors und speziell die Rolle grüner Gase zunehmend kontrovers diskutiert. Das vorliegende Papier erweitert eine Meta-Analyse aus Matschoss et al. (2020) über die Bedeutung von Biomethan und synthetischem Methan in Energiesystemmodellen mit -95 % THG-Reduktion. In Matschoss et al. (2020) lag der Schwerpunkt auf dem Jahr 2030 mit einem Ausblick auf 2050. Im vorliegenden Papier werden nun zusätzliche Szenarien sowie grüner Wasserstoff in die Analyse aufgenommen. Es zeigt sich, dass auch im Jahr 2050 grüne Gase trotz einer stärkeren Elektrifizierung noch eine gewisse Rolle spielen werden. Die größte Rolle unter den grünen Gasen spielt grüner Wasserstoff, Biomethan die geringste, während synthetisches Methan dazwischen liegt. Die Ergebnisse in den Szenarien mit hohen Beiträgen durch grünen Wasserstoff und synthetisches Methan beruhen auf den Annahmen hoher Importanteile und großskaliger Verfügbarkeit von Direct Air Capture (DAC). Diese „wild-card“-Funktion von insb. DAC-basiertem importiertem synthetischem Methan stellt einerseits ein Risiko dar. Andererseits steigt in dem Maße, in dem diese Gase nicht zur Verfügung stehen, die Bedeutung und Wertigkeit von Biomethan und dessen biobasiertem CO₂.

Abstract: As the energy transition progresses, the role of the gas sector in general and the role of green gases in particular has become increasingly controversial. The present paper extends a meta-analysis from Matschoss et al. (2020) on the importance of biomethane and synthetic methane in energy system models with -95% GHG reduction. Matschoss et al. (2020) focused on the year 2030 and provided an outlook for 2050. In the present paper, additional scenarios and green hydrogen have now been included in the analysis. It has been shown that green gases will still play a certain role in 2050, despite greater electrification. Among the green gases, green hydrogen plays the greatest role and biomethane plays the least, while synthetic methane lies in between. The results in the scenarios with high contributions from green hydrogen and synthetic methane are based on the assumptions of high import shares and large-scale availability of direct air capture (DAC). This "wild card" function of especially DAC-based imported synthetic methane represents a risk on the one hand. On the other hand, the importance and value synthetic methane of biomethane and its bio-based CO₂ increases to the extent that the other gases are not available.

Einleitung und Hintergrund

Mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien (EE) ist die deutsche Energiewende in den späten 2010er Jahren in eine neue Phase getreten (Merten et al.

2018, S. 795). Zusätzlich zu den Fragen der Dekarbonisierung des Stromsektors (vgl. auch Hauser und Wern 2016) sind Fragen der EE-Integration in das weitergefasste Energiesystem, d.h. in Wärme und Verkehr, stärker in den Mittelpunkt gerückt. Damit gewinnen auch die Sektorenkopplung und die Defossilisierung des Gassektors an Bedeutung (Wietschel et al. 2019; Wachsmuth et al. 2019). Letzteres ist auch vor dem Hintergrund zu sehen, dass gasförmige Energieträger für bestimmte Anwendungen besser geeignet sind als erneuerbare Elektrizität. Dazu zählen sog. hochkalorische Anwendungen wie Schwerlast-, Schiffs- und Flugverkehr sowie die Bereitstellung von Prozessenergie im mittleren bis hohen Temperaturbereich (BMW 2016, Trend 8). Auch die saisonale Speicherung großer Energiemengen ist abgesehen von Gas nur mit Pumpspeicherwerken mit großen Stauseen mit natürlichen Zufluss möglich (Bauknecht et al. 2016, S. 49-51; Peek und Diels 2016, S. 100).

So ist – nach einer anfänglichen Phase des „all-electric“ in der Energiewende – die Frage nach der (systemisch sinnvollen) Rolle eines auf EE basierenden Gassektors (grüne Gase) zunehmend in den Vordergrund gerückt (Definition grüne Gase s.u.). Die Klärung der Frage nach dem „sinnvollen Beitrag“ ist von einer Reihe von Faktoren abhängig. Den o.g. Anwendungs- und Speichermöglichkeiten und der Tatsache einer vorhandenen Infrastruktur steht die Frage nach dem Anpassungsbedarf letzterer gegenüber. D.h. welche Druckstufen werden zukünftig in welchem Ausmaß benötigt, welche Gase sollten welche Rolle spielen und welche (technischen und regulatorischen) Änderungsbedarfe z.B. an Gasnetzen (Stichwort „H₂-readiness“) gehen damit einher (BMW 2019, S. 9-10; Wachsmuth et al. 2019, Abschn. 5.2; wiss. Dienste 2019, S. 4-8)? Spätestens seit der Veröffentlichung der nationalen Wasserstoffstrategie im Juni 2020 (Bundesregierung 2020) hat diese Diskussion einen starken politischen Schub erhalten.

Schließlich stellt sich die Frage nach dem Beitrag von Biogasanlagen (BGA) bzw. Gasaufbereitungs-/Methanisierungsanlagen (GAA) innerhalb der künftigen Versorgung mit grünen Gasen insgesamt. Zur Bewertung dieser Frage sind aus aktueller Sicht zwei Aspekte zu berücksichtigen: zum einen stellen diese Anlagen eine Infrastruktur dar, die unter bestimmten Umständen heute direkt erdgasfähiges grünes Methan zur Verfügung stellen könnte. Zum anderen läuft die Finanzierung über das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) für eine zunehmende Zahl von Anlagen im Laufe der 2020er Jahre aus („post-EEG-Anlagen“, „Ü20-Anlagen“), sodass deren Betreiber auf der Suche nach einem neuen Geschäftsmodell sind. So waren im Jahr 2018 insgesamt rund 10.400 BGA mit einer Kapazität von 5.000 MW_{el} nach dem EEG registriert (Matschoss et al. 2019, Tabelle 1, S. 21), die 2018 insgesamt 52,8 TWh gasförmige Brennstoffe (inkl. Klär und Deponiegas) produzierten (BMW und AGEE-Stat 2020, eigene Berechnungen). Angesichts dieses Potenzials könnte bei richtiger Rahmensetzung die Methanisierung ein für die Energiewende sinnvolles Geschäftsmodell sein (Dotzauer et al. 2021).

Als auf EE basierende oder grüne gasförmige Kohlenwasserstoffe werden gasförmige Energieträger bezeichnet, deren Wasserstoff- und Kohlenstoffanteile aus nicht fossilen Quellen stammen. So besteht gemäß „Farbenlehre“ der nationalen Wasserstoffstrategie grüner Wasserstoff ($e\text{-H}_2$) aus der Elektrolyse von Wasser unter Nutzung von EE-Strom. Demgegenüber basieren blauer und türkiser Wasserstoff auf fossilem Erdgas, wobei mit unterschiedlichen Verfahren CO_2 abgetrennt und langfristig gespeichert wird.¹ (Bundesregierung 2020, Glossar). Daraus folgt, dass mit zwangsläufiger Nichtnutzbarkeit fossiler CO_2 -Quellen grüne gasförmige Kohlewasserstoffe die Eigenschaft geschlossener CO_2 -Kreisläufe besitzen (müssen). Diese Eigenschaft besitzt zum einen Biogas in BGA, welches zu 50-75 % Methan (bio-CH_4) enthält und direkt aufbereitet in das Erdgasnetz gegeben werden kann. Weiterhin kann der andere Hauptbestandteil des Biogases – 25-45 % CO_2 – mit $e\text{-H}_2$ zur Reaktion gebracht werden, wodurch weiteres bio-CH_4 entsteht. Schließlich sind – zumindest perspektivisch – weitere nicht-direkt-fossile CO_2 -Quellen denkbar, wie z.B. die Gewinnung aus der Umgebungsluft (Direct Air Capture, DAC). Wird dieses elektrisch-chemisch hergestellte CO_2 zur Reaktion mit $e\text{-H}_2$ genutzt, entsteht elektro-chemisch hergestelltes Methan – $e\text{-CH}_4$ (vgl. Matschoss et al. 2020, Fig. 1). Während bio- und $e\text{-CH}_4$ unbegrenzt in das vorhandene Erdgasnetz eingespeist werden können, liegt der zulässige Anteil an ($e\text{-H}_2$) zwischen 1-10 % (wiss. Dienste 2019), da die angeschlossenen Verbraucher (sicherheits-)technisch nicht auf höhere Wasserstoffanteile ausgelegt sind. Für die Gasnetze selbst sind teilweise H_2 -Anteile von bis zu 50 % tolerierbar, ohne zu verspröden (Müller-Syring et al. 2013).

Um einen Beitrag zur Diskussion um die Rolle grüner Gase zu leisten, haben Matschoss et al. (2020) eine Potentialabschätzung für grüne Gase vorgenommen. Im Mittelpunkt stand der Vergleich zwischen einer bottom-up- und einer top-down Analyse für bio-CH_4 für 2030. Im bottom-up-Ansatz wurde mittels GIS-Analyse der BGA-Bestand erfasst und der Teil segmentiert, der zur Clustering geeignet ist und nahe genug an einem geeigneten Einspeisepunkt des Gasnetzes liegt (geographisch-strukturelles Konversionspotential). Im Ergebnis eignen sich bis zum Jahr 2030 rund 22 % des BGA-Bestands zur Konversion, entsprechend 24,9 TWh bio-CH_4 . Im top-down-Ansatz wurde hingegen eine Meta-Analyse der Energiesystemmodelle vorgenommen, die i) überhaupt quantitative Angaben zu bio-CH_4 und $e\text{-CH}_4$ machen und ii) mindestens ein THG-Reduktionsziel von 95 % ggü. 1990 haben (Potential aus der Systemperspektive). Im Ergebnis liegt das durchschnittliche bio-CH_4 -Potential für 2030 bei 32,5 TWh (Spannweite: 11-54 TWh). Somit liegen die Ergebnisse der bottom-up und top-down Analyse für bio-CH_4 im Jahr 2030 in derselben Größenordnung, obwohl unterschiedliche Methoden verwendet werden. Dies war das Hauptergebnis der sog. konsolidierten Potentialanalyse.

¹ Wasserstoff, der unter Nutzung fossiler Brennstoffe ohne CCS erzeugt wird, wird als „grau“ und derjenige, der unter Nutzung von Methanpyrolyse, bei der fester Kohlenstoff anstelle von CO_2 entsteht, erzeugt wird, wird als „türkis“ bezeichnet.

Die Meta-Analyse 2030 wurde auch für $e\text{-CH}_4$ sowie für bio-CH_4 und $e\text{-CH}_4$ für 2050 durchgeführt, sodass das Papier einen Ausblick auf das Zieljahr der Energiewende gibt. Für bio-CH_4 liegt das durchschnittliche Potential für 2050 bei 60 TWh (Spannweite: 7-113 TWh). Für $e\text{-CH}_4$ liegt der Durchschnittswert für 2030 bei 41,5 TWh (Spannweite: 0-83 TWh) und für 2050 bei 342 TWh (Spannweite: 3-681). Hier wurde deutlich, dass die Werte für $e\text{-CH}_4$ vor allem in 2050 deutlich über denen für bio-CH_4 liegen und das gleichzeitig die genaue Herkunft des $e\text{-CH}_4$ in den Modellen eher unscharf zu sein scheint. So sind die Werte für $e\text{-CH}_4$ gerade in den Modellen besonders hoch, in denen – per Annahme – verstärkt auf Import und/oder noch unreife Technologien zur CO_2 -Gewinnung, wie z.B. DAC gesetzt wird.

Erweiterte Meta-Analyse 2050

Als Komplement zum Vorgängerpapier fokussiert das vorliegende Papier ausschließlich auf eine erweiterte Meta-Analyse für das Jahr 2050²: Insbesondere wurden

- zusätzliche Szenarien,
- der Anteil des Gases an der Endenergie insgesamt
- Erdgas
- EE-basierter Wasserstoff ($e\text{-H}_2$)

in die Analyse aufgenommen. Die früher genannten Auswahlkriterien gelten weiterhin (direkte oder zumindest erschließbare quantitative Angaben zu den Gasen, min 95 % THG-Reduktion bis 2050). Zunächst ist die Studie „klimaneutrales Deutschland“ (Prognos et al. 2020) hinzugekommen. Weiterhin wurden zwei Szenarien der Studie „MuSeKo“ (Fette et al. 2020) aufgenommen, die sich darin unterscheiden, dass das zweite Szenario von der kostenfreien CO_2 -Verfügbarkeit für die Methanisierung abstrahiert und 50 €/MWh annimmt. In der Meta-Analyse selbst ist für einen ersten Überblick die Bedeutung des Gassektors zum gesamten Energiesystem in Beziehung gesetzt. In dem Zuge wird auch kurz die Bedeutung des Erdgases in 2050 angerissen. Weiterhin wurde $e\text{-H}_2$ in die Analyse für alle Szenarien mit aufgenommen. Schließlich beschränkt sich die Analyse auf die energetischen Verwendungen der Gase, d.h. stoffliche Verwendungen wurden abgegrenzt, soweit dies aus den Studien hervorging. De facto nennt nur die Rodmap-Studie explizit (d.h. quantitativ) die stofflichen Erdgas- und $e\text{-H}_2$ -Bedarfe, die so herausgerechnet werden konnten (s.u.). So konnten die notwendigen Bedarfe an grünen Gasen für einen Übergang zur Bio-Ökonomie (Sturm und Banse 2021) in den Modellen nicht weiter betrachtet werden.

Bedeutung des Gassektors in 2050

In Tab. 1 sind für die Szenarien, für die entsprechende Daten verfügbar waren, der Endenergieverbrauch (EEV) und die Menge aller Gase (d.h. $e\text{-H}_2$, $e\text{-CH}_4$,

² An einigen der im Vorgänger-Papier gezeigten Werte wurden geringe Korrekturen vorgenommen

bio-CH₄ und Erdgas) im Energiesystem dargestellt. Soweit abgrenzbar, wurden auch für die Gase die Endenergiebedarfe herangezogen, was aber nicht immer eindeutig aus den Studien hervorgeht. Die Roadmap-Studie macht keine Angaben zum EEV, weshalb sie in Tab. 1 nicht aufgeführt ist.

Tab. 1: Endenergieverbrauch und Anteile der Gase ausgewählter Szenarien

Studie/Szenario	Endenergie- verbrauch (EEV) 2050	Alle Gase 2050	Anteil Gase am EEV
	TWh	TWh	%
KS95 (Repenning et al. 2015)	1108	147	13
RESCUE GreenLate (Purr et al. 2019)	1768	329	19
RESCUE GreenSupreme (Purr et al. 2019)	1056	136	13
Wege Referenz 95 % (Sterchele et al. 2020)	1899	301	16
Wege Beharrung 95 % (Sterchele et al. 2020)	2216	580	26
Wege Inakzeptanz 95 % (Sterchele et al. 2020)	1970	498	25
Wege Suffizienz 95 % (Sterchele et al. 2020)	1523	239	16
THGND (Benndorf et al. 2014)	1323	345	26
Klimaneutrales D (Prognos et al. 2020)	1582	322	20
MuSeKo THG95 (Fette et al. 2020)	1427	498	35
MuSeKo THG95-CO ₂ -Kosten (Fette et al. 2020)	1427	460	32

Quelle: eigene Darstellung

Zunächst fällt die große Spanne der Endenergieverbräuche von 1.108-2.216 TWh/a auf, sodass zunächst wieder auf eine gewisse Unsicherheit bei der Vergleichbarkeit in den Studien hingewiesen werden muss. Dennoch lässt sich sagen, dass höhere EEV zum einen überwiegend in den neueren Studien zu finden sind, wie z.B. in der RESCUE-Studie (Purr et al. 2019), „Wege“-Studie (Sterchele et al. 2020) oder den neu aufgenommenen Studien „klimaneutrales D.“ (Prognos et al. 2020) und „MuSeKo“ (Fette et al. 2020), die häufig eine breitere sektorale Abdeckung (Wärme, Verkehr, Industrie) aufweisen. Zum anderen weisen in diesen Studien gerade die Szenarien einen höheren EEV auf, in denen Verzögerungen der Transformation abgebildet werden (Details s.u.). Diese Szenarien haben gleichzeitig vergleichsweise hohe Gasverbräuche bzw. -anteile, wie z. B. „RESCUE GreenLate“, „Wege Beharrung“ und „Wege Inakzeptanz“, d.h. hier ist der für das Prinzip „all-electric“ notwendige Strukturwandel am wenigsten umgesetzt. Insgesamt resultiert eine Spanne des Gasanteils am EEV von 13-35 %. Bei sieben von elf Studien liegt der Gasanteil zwischen 16 und 26 %. So ist anzumerken, dass auch für 2050 eine gewisse Rolle des Gassektors konstatiert werden kann.

E-H₂

Die Meta-Analyse für e-H₂ wurde zusätzlich (für alle Modelle) aufgenommen, weil es – wie oben beschrieben – als Vorprodukt für e-CH₄ und erneuerbare Kraftstoffe dient (Benndorf et al. 2014, 70, 114). Wie in Abb. 1 ersichtlich, ist die Spanne mit 0-524 TWh/a recht weit. Hier besteht eine Ähnlichkeit zu e-CH₄, aber insgesamt ist e-H₂ das am meisten genutzte grüne Gas. Selbst wenn der Spitzenwert außer Acht gelassen wird, liegen die Werte im Jahr 2050 bei acht Szenarien bei über 200 bzw. über 300 TWh/a. Anteilig betrachtet liegen die Werte bei den Szenarien, die eine e-H₂-Nutzung größer Null ausweisen, bis auf eine Ausnahme, zwischen 50-88 % der gesamten Gasnutzung. Dennoch stellt sich auch hier die Frage, inwieweit diese durch „echte Optimierung“ oder durch exogene Annahmen erreicht werden (vgl. Matschoss et al. 2020).

Obwohl Im Szenario THGND die zentrale Bedeutung von e-H₂ mehrfach hervorgehoben wird (Benndorf et al. 2014, S. 74), wird es gleichzeitig als „gleichrangig“ mit e-CH₄ bezeichnet (Benndorf et al. 2014, S. 231, Fn. CCV), weshalb der Gesamtbedarf für e-H₂ nicht ausgewiesen wird. Für die Werte des Szenario KS95 (Repenning et al. 2015) wird – wie schon in Matschoss et al. (2020) – wieder auf die Roadmap-Studie (Wachsmuth et al. 2019) zurückgegriffen, die auf KS95 basiert und hier mehr Rückschlüsse auf die Werte gezogen werden können, als in der Originalstudie selbst. Allerdings wird kein Wert für e-H₂ angegeben, für die anderen Gase schon (s.u.). In der Roadmap selbst werden im Szenario Roadmap 95 % H₂ hohe H₂-Verbräuche in allen Sektoren sowie eine regionale Produktion und eigene H₂-Netze angenommen. Weiterhin weist die Studie als einzige den stofflichen e-H₂-Bedarf aus, der zur besseren Vergleichbarkeit abgezogen wurde, sodass der hier ausgewiesene Bedarf von 506 TWh/a resultiert (Wachsmuth et al. 2019, S. 112, 118-121). In allen Szenarien der „Wege“-Studie (Sterchele et al. 2020) sind hohe e-H₂-Nutzungen (164-436 TWh/a) implementiert. Weiterhin weisen sie e-H₂-Importe aus. So wird im Szenario „Inakzeptanz“ mit der höchsten e-H₂-Nutzung ein geringerer Ausbau an Großinfrastrukturen (z.B. Übertragungsnetze) und Wind an Land angenommen. Dies führt im Rahmen der Optimierung des Modells zu kontinuierlich steigenden e-H₂-Importmengen, sodass im Jahr 2050 290 der 436 TWh importiert werden. Im Szenario „Beharrung“ wird eine weiter vorherrschende Nutzung konventioneller Technologien (Heizungen, Autos mit Verbrennungsmotor) unterstellt, was zum zweithöchsten e-H₂-Bedarf von 290 TWh im Jahr 2050 führt, wovon 150 TWh importiert werden. In diesem Szenario steigt der Import zwischenzeitliche auf 210 TWh/a in den Jahren 2043-2044 (Sterchele et al. 2020, Abb. 12, S. 33). Die Nutzung von e-H₂ in der neu hinzugefügten Studie „klimaneutrales D.“ liegt mit 268 TWh/a im Mittelfeld. Die e-H₂-Bedarfe der neu hinzugefügten Szenarien „MuSeKo THG95“ und „MuSeKo THG95-CO₂-Kosten“ (Fette et al. 2020) liegen mit 340 und 320 TWh/a³ im oberen Bereich. Im letzten Szenario werden – als einzigem der vorliegenden Szenarios – explizit Bereitstellungskosten für CO₂ in der Herstellung von e-CH₄ angenommen. In der Folge sinkt der Bedarf

³ Kommunikation mit Autor:in 9.4.21

an $e\text{-CH}_4$ und damit auch an $e\text{-H}_2$ als Vorprodukt. An dieser Stelle ist generell anzumerken, dass in den Studien (und deren Szenarien) nicht immer klar abgegrenzt ist, ob die ausgewiesene $e\text{-H}_2$ -Bedarfe auch Anteile enthalten, die in die Produktion von $e\text{-CH}_4$ eingehen.

Bio- CH_4

Die zuvor angegebene Spannbreite für das Jahr 2050 von 7-113 TWh/a ist das Resultat einer sinkenden bio- CH_4 -Nutzung über die Zeit, da in den meisten Szenarien eine Beschränkung auf biogene Reststoffe (Auslaufen der NawaRo-Nutzung) und/oder ein nahezu völliges Auslaufen der Biogasnutzung angenommen wird (Matschoss et al. 2020). Wird der Wert des Szenarios „Wege Beharrung“ (Sterchele et al. 2020), der deutlich über allen anderen liegt, außer Acht gelassen, liegt die Spanne bei 7-40 TWh/a (vgl. Abb. 1).

Der Wert des neu aufgenommenen Szenarios „klimaneutrales D.“ von 50 TWh/a liegt somit innerhalb der zuvor angegebenen Spanne bzw. leicht darüber, wenn der Spitzenwert weggelassen wird. Auch dieser Wert bedeutet eine sinkende bio- CH_4 -Nutzung, die allerdings mit zukünftig mangelnder Infrastruktur zur Einspeisung durch „rapiden Abbau von Erdgasnutzungen“ und einer Verschiebung hin zur Nutzung fester Biomasse begründet wird (Prognos et al. 2020, S. 115). Die Werte der beiden MuSeKo-Szenarien von 27 bzw. 32 TWh/a⁴ liegen nochmals darunter (Fette et al. 2020, S. 76). Mit kleineren Korrekturen der alten Werte entspricht die neue Spanne 4-113 bzw. 4-50 TWh/a (Auslassung des höchsten Wertes). Bei acht der 13 Szenarien liegt der Wert zwischen 25 und 50 TWh/a. Anteilig betrachtet macht die bio- CH_4 -Nutzung in neun Szenarien unter 10 % des gesamten Gassektors aus. In vier weiteren liegt sie zwischen 11-20 % und der „Spitzenreiter“ bei 29 %.

E- CH_4

Für $e\text{-CH}_4$ liegt die zuvor angegebene Spannbreite für das Jahr 2050 bei 3-683 TWh/a (Matschoss et al. 2020). Wird der Wert des Szenarios „Roadmap 95 %-E-Methan“ (Wachsmuth et al. 2019), der mit Abstand am höchsten ist, außer Acht gelassen, verringert sich die Spanne auf 3-306 TWh/a (siehe Abb. 1). Im „Mittelfeld“ befinden sich sieben Szenarien, bei denen die Werte zwischen 73 und 136 TWh/a liegen. Bezogen auf die Anteile des gesamten Gassektors liegt die $e\text{-CH}_4$ -Nutzung in vier Szenarien bei unter 10 %, während sie in den beiden „Spitzenreitern“ bei 97 % bzw. 89 % liegt. Das „Mittelfeld“ liegen sieben zwischen 13-26 %. Wie oben erwähnt, enthält der $e\text{-CH}_4$ -Wert der Studie THGND auch Anteile für $e\text{-H}_2$.

Der Wert des neu aufgenommenen Szenarios „klimaneutrales D.“ von 4 TWh/a gehört somit zu den Niedrigsten. Weiterhin wird in der Studie nicht deutlich,

⁴ Kommunikation mit Autor:in 9.4.21

inwiefern nicht ausgewiesenes Methan als Vorprodukt in die PtL-Produktion eingeht. Schließlich hat das Szenario – ähnlich dem Szenario „Wege Inakzeptanz“ (Sterchele et al. 2020) – einen starken Fokus auf e-H₂ (s.o.), was ein weiterer Grund für den niedrigen Wert sein kann. Die Werte der beiden MuSeKo-Szenarien von 131 TWh/a (MuSeKo THG95) und 106 TWh/a (MuSeKo THG95-CO₂-Kosten) liegen dafür deutlicher innerhalb der zuvor angegebenen Spannbreite. An dieser Studie ist hervorzuheben, dass sie als einzige die Kosten der CO₂-Verfügbarkeit für e-CH₄ explizit adressiert. So geht das Szenario „THG95-CO₂-Kosten“ von 50 €/t CO₂ aus, wodurch die e-CH₄-Produktion auf den genannten Wert (d.h. um knapp 20 %) sinkt (Fette et al. 2020, S. 120). Wie bereits in Matschoss et al. (2020) erwähnt, wird die Frage der CO₂-Verfügbarkeit – d.h. weder zu welchen Kosten noch mit welcher Technologie / Quelle (biologisch? DAC?) CO₂ verfügbar gemacht werden soll – praktisch nicht thematisiert.

Erdgas

Schließlich weisen sieben von 13 Szenarien in 2050 noch Erdgaseinsätze aus, wenn auch überwiegend in geringen Mengen (s. Abb. 1). Die Spanne der Szenarien, die noch Erdgas nutzen, reicht von 6-99 TWh/a. Die Roadmap-Studie (Wachsmuth et al. 2019, S. 118-120) weist als einzige die stofflichen Erdgasverbräuche separat aus, sodass diese in den Szenarien herausgerechnet werden konnten. Bei den anderen Studien konnten keine Aussagen zu stofflichen Verbräuchen gefunden werden. In sieben Szenarien wird der Erdgasverbrauch mit Null angegeben. Wird der Spitzenwert außer Acht gelassen, liegen die Verbräuche der fünf anderen Szenarien zwischen 6 und 27 TWh.

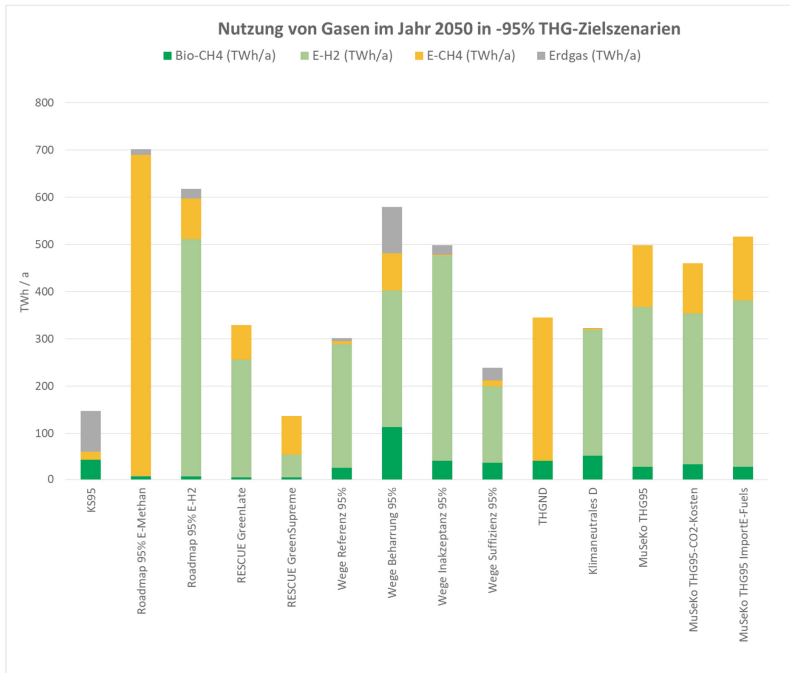


Abb. 1: Nutzung von Gasen in 2050 in -95 % THG-Zielszenarien; Quelle: eigene Darstellung

Diskussion

Die Betrachtung der einzelnen Gase zeigt, dass e-H₂ in den meisten Szenarien die höchsten Grüngas-Nutzungen aufweist. Da e-H₂ die Basis der meisten anderen Gase und synthetischen Kraftstoffe bildet („Mutter aller grünen Gase“), erscheint dies folgerichtig. Auch für e-CH₄ steigen die Nutzungen in den Modellen über die Zeit stark an und die Spanne ist im Jahr 2050 am weitesten. Insgesamt liegen die Werte aber niedriger als für e-H₂. Für beide Gase gilt, dass in den Szenarien mit hohen Beiträgen i.d.R. auch von Importen für wenigsten einen Teil der Mengen ausgegangen wird und bei e-CH₄ häufig die Nutzung von DAC zu Grunde liegt. Hier sei nochmal betont, dass aus den Studien nicht immer eindeutig hervorgeht, inwiefern e-H₂ als Vorprodukt für e-CH₄ oder beide als Vorprodukt im stofflichen Einsatz verwendet werden und inwieweit dies (unterschiedlich) abgegrenzt ist⁵. Für bio-CH₄ schließlich gilt nach wie vor, dass die meisten Szenarien einen signifikanten Rückgang über die Zeit vorsehen. Dies wird mit einem verstärkten Rückgang von Anbaubiomasse und der Beschränkung auf Reststoffe begründet. Dies ändert sich auch nicht durch die neu hinzugekommenen Studien. So sind die bio-CH₄-Nutzungen im Jahr 2050 geringer als die der anderen grünen Gase.

⁵ Im Rahmen der Studie konnte kein Kontakt zu allen Autor:innen-Teams aufgenommen werden.

Trotz eines allgemeinen Trends zur Elektrifizierung des Energiesystems spielt der Gassektor noch eine gewisse Rolle. Allerdings wird die veränderte Nutzungsstruktur der Gase auch mit einer veränderten Infrastruktur einhergehen. In einigen Studien wird dies thematisiert. Da e-H₂ nur bis zu einem gewissen Grad in das Erdgasnetz eingespeist werden kann, sehen einige Studien die Umwidmung von Teilen des Erdgasnetzes zu einer reinen Wasserstoffinfrastruktur vor. Ein anderer Teil des e-H₂ wird vor Ort in der e-CH₄- oder bio-CH₄-Produktion eingesetzt und so in das „konventionelle“ Erdgasnetz eingespeist. Insgesamt wird von deutlich geringeren Mengen an CH₄ ausgegangen, sodass vor allem Teile der Verteilnetzinfrasturktur (untere Druckstufen) zurückgehen und das Gasnetz vorwiegend in der Transportnetzebene genutzt wird. (Wachsmuth et al. 2019; Prognos et al. 2020; Fette et al. 2020).

Der letzte Punkt wird zukünftig für die praktische Umsetzung von Projekten zur bio-CH₄-Produktion entscheidend sein: Wo stehen passende Gas-Infrastrukturen für GAA zur Verfügung? D.h. an welchen Standorten können GAA zukünftig noch in passende Druckstufen des Gasnetzes einspeisen? Das Vorgänger-Papier hatte in der bottom-up-Analyse eine erste Antwort für 2030 vorgestellt. Diese ging – aufgrund des Zeithorizonts – allerdings vom vorhandenen BGA-Park und vorhandener Gasinfrastruktur aus. Für 2050 ist beides nicht mehr fix. Dies kann Chance und Problem zugleich sein. Nun sind die Standorte etwaiger GAA einerseits durch landwirtschaftliche Notwendigkeiten (Substratzufuhr) determiniert. Andererseits spielen die Produktionskosten und der Wert des Produkts (bio-CH₄) im Vergleich zu den anderen grünen Gasen auch eine Rolle. Bisher erscheinen die Potentiale im Vergleich gering (die Frage, ob die in den meisten Szenarien angenommene reine Reststoffnutzung oder eine ökologischere Nutzung von Anbaubiomasse der richtige Weg ist, soll an dieser Stelle nicht betrachtet werden). Anders herum betrachtet erscheinen die Potentiale der e-CH₄-Nutzung recht hoch bzw. unsicher. Eine Reihe von Szenarien geht von der Annahme einer hohen Nutzung noch unerprobter Technologien, d.h. von DAC und dem Import DAC-produzierten e-CH₄ aus. Wie erwähnt, hat nur ein Szenario die CO₂-Kosten für e-CH₄ überhaupt explizit berücksichtigt. Sollten sich die optimistischen Kostenschätzungen für DAC – und damit die hohen e-CH₄-Szenarien – als falsch herausstellen, steigt die Wertigkeit des biogenen CO₂ und damit von bio-CH₄ in dem Sinne, dass „grünes CH₄“ insgesamt wertvoller wird. Mit Blick auf die Ansiedlung von GAA-Projekten oder den Erhalt von Gasinfrastrukturen zum Anschluss entsprechender Anlagen könnten dann Projekte wirtschaftlich werden, für die das vorher nicht der Fall war. Insgesamt besteht hier noch eine Reihe von Forschungsbedarfen: dies betrifft einerseits die bessere Potentialanalyse der Szenarien mit E-CH₄ sowie Abschätzung der Lernkurven und andererseits Bedarf an technischer Forschung für DAC. Ansonsten steigt das Risiko, dass e-CH₄ in den Modellen eine Art Platzhalter-Funktion einnimmt („wild card“) und die Technologie schlimmstenfalls nicht im erwarteten großskaligen Maße zur Verfügung steht.

Ergebnis

Das vorliegende Papier erweitert eine Meta-Analyse über die Bedeutung von Biomethan (bio-CH_4) und synthetischem Methan (e-CH_4) in Energiesystemmodellen mit -95% THG-Reduktion von Matschoss et al. (2020). Das Vorgänger-Papier hatte den Schwerpunkt auf dem Jahr 2030 und gab einen Ausblick auf 2050. Im vorliegenden Papier wurden nun zusätzliche Szenarien, grüner Wasserstoff (e-H_2) und Erdgas in die Analyse aufgenommen sowie der Gassektor in seiner Gesamtheit und speziell die Rolle von bio-CH_4 im Jahr 2050 betrachtet. Wie im Vorgänger-Papier lag der Fokus aufgrund besserer Datenverfügbarkeit auf Endenergie und nur auf Energie (ohne stoffliche Nutzung). Es sei noch einmal auf die Unsicherheiten der Meta-Analyse hingewiesen. Es wurden Studien verwendet, die entweder explizite oder implizite Angaben zu den grünen Gasen machten. Im letzten Fall mussten diese aus den Studien abgeleitet werden. Trotz größter Mühe, Vergleichbarkeit herzustellen, sind sektorale Abgrenzungen, Abgrenzungen für Vorleistungen etc. nicht immer eindeutig oder explizit anders (vgl. Studie THGND oben).

Es zeigt sich, dass auch im Jahr 2050, wenn die Energiewende „vollzogen“ sein soll, grüne Gase trotz einer stärkeren Elektrifizierung noch eine gewisse Rolle spielen werden. Zum Teil mag dies mit dem Untersuchungsgegenstand und der entsprechenden Auswahl der Modelle begründet sein. Andererseits gibt es kaum entsprechende Reduktionsszenarien, die auf die Abbildung grüner Gase völlig verzichten, auch wenn die Detailtiefe für die vorliegende Untersuchung häufig unzureichend war (Matschoss et al. 2020, Anhang).

Insgesamt spielt e-H_2 die größte Rolle unter den grünen Gasen und bio-CH_4 die geringste Rolle und e-CH_4 liegt – trotz einer hohen Spanne zwischen den Szenarien – insgesamt dazwischen. Weiterhin erscheinen die Ergebnisse für e-CH_4 am unsichersten, was wiederum Rückwirkungen auf die spätere bio-CH_4 -Nutzung haben kann. Einerseits dienen Modelle dazu, den systemisch sinnvollen Beitrag zu ergründen. Andererseits sind Ergebnisse auch immer annahmegetrieben. So wird gerade in den Szenarien mit hohen Beiträgen von e-H_2 und e-CH_4 von relevanten Importanteilen ausgegangen. Bei letzterem wird zudem die großskalige Verfügbarkeit von DAC angenommen und die Kosten der CO_2 -Bereitstellung werden fast nie explizit modelliert bzw. (bis auf eine Ausnahme) in Szenario-Varianten untersucht. Diese „wild-card“-Funktion von DAC-basiertem importiertem e-CH_4 stellt ein Risiko dar. Andererseits steigt in dem Maße, in dem andere grüne Gase – insbesondere deren CO_2 -Quellen – weniger zur Verfügung stehen, die Bedeutung und Wertigkeit von bio-CH_4 , insbesondere dessen biobasiertem CO_2 . Dann können sich individuelle Projekte zur Gasaufbereitung sowie der Erhalt bestimmter Gasinfrastrukturen rechnen für das vorher nicht der Fall war.

Schließlich besteht damit für die Zukunft eine Reihe von Forschungsbedarfen: Ersten haben die genannten Unsicherheiten zu Verfügbarkeit und Kosten der anderen Gase (insb. „wild-card“-Funktion von e-CH_4) Auswirkungen auf den sys-

temisch sinnvollen Beitrag von bio-CH₄-Projekten. Damit verbunden ist, zweitens, das Ausmaß der Nutzung bzw. die Notwendigkeit des Umbaus zukünftiger Gasinfrastrukturen entsprechend (neu) zu bewerten. Drittens berücksichtigen fast alle der genannten Studien ausschließlich die energetische Gasnachfrage. D.h. die stoffliche Nutzung von C-basierten Gasen, die aus den Zielsetzungen der Bioökonomie resultieren, ist noch unberücksichtigt. Hier wäre ein entsprechender Abgleich zur Vermeidung einer „Überplanung“ des vorhandenen Gasangebots notwendig. Dies wäre ein entscheidender Baustein einer zukünftigen Rahmensetzung sowohl für GAA-Projekte als Anbieter von bio-CH₄- als auch für Gaskraftwerksprojekte als Gasnachfrager.

Literatur/Quellen

- Bauknecht, Dierk; Heinemann, Christoph; Koch, Matthias; Ritter, David; Harthan, Ralph; Sachs, Anja et al. (2016): Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen. Gefördert durch das BMWi aufgrund eines Beschlusses des Bundestages. Hg. v. Öko-Institut und energynautics. Öko-Institut; energynautics. Freiburg, Darmstadt.
- Benndorf, Rosemarie; Bernicke, Maja; Bertram, Andreas; Butz, Wolfgang; Dettling, Folke; Drotleff, Johannes et al. (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Hg. v. UBA. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau (Climate Change, 07/2014), zuletzt geprüft am 29.11.2019.
- BMWi (2016): Electricity 2030. Long-term trends – Tasks for the coming years. Hg. v. BMWi. BMWi. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/discussion-paper-electricity-2030.html>.
- BMWi (Hg.) (2019): Dialogprozess Gas 2030 – Erste Bilanz –. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.
- BMWi; AGEE-Stat (2020): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) (Stand: Februar 2020). Hg. v. BMWi und AGEE-Stat. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik. Berlin. Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html, zuletzt geprüft am 16.04.2020.
- Bundesregierung (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie. Hg. v. BMWi. BMWi. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html>, zuletzt geprüft am 13.4.21.
- Dotzauer, Martin; Schering, Katharina; Barchmann, Tino; Oehmichen, Katja; Schmieder, Uta; Steubing, Michael et al. (2021): Bioenergie - Potentiale, Langfristperspektiven und Strategien für Anlagen zur Stromerzeugung nach 2020 (BE20plus). Schlussbericht. DBFZ; UfZ; IZES; IER; Universität Hohenheim; Next Kraftwerke GmbH. Leipzig, Saarbrücken, Berlin, Stuttgart, Hohenheim, Köln.

- Fette, Max; Brandstätt, Christine; Gils, Hans Christian; Gardian, Hedda; Pregger, Thomas; Schaffert, Johannes et al. (2020): Multi-Sektor-Kopplung. Modellbasierte Analyse der Integration Erneuerbarer Stromerzeugung durch die Kopplung der Stromversorgung mit dem Wärme-, Gas-, und Verkehrssektor. Förderkennzeichen 03ET4038 A,B,C. Fraunhofer IFAM; DLR TT; Gas- und Wärmeinstitut Essen.
- Hauser, Eva; Wern, Bernhard (2016): The role of bioenergy in the German “Energiewende”—whose demands can be satisfied by bioenergy? In: *Energ Sustain Soc* 6 (1). DOI: 10.1186/s13705-016-0101-0.
- Matschoss, Patrick; Pertagnol, Joachim; Wern, Bernhard; Bur, Anna; Baur, Frank; Dotzauer, Martin et al. (2019): Analyse der gesamtwirtschaftlichen Effekte von Biogasanlagen (MakroBiogas). Wirkungsabschätzung des EEG. Gefördert durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft. Hg. v. IZES, DBFZ und UfZ. Institut für Zukunftenergie- und StoffstromSysteme gGmbH; Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH; Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH. Saarbrücken, Leipzig, Berlin. Online verfügbar unter <http://www.izes.de/de/projekte/makrobiogas>, zuletzt geprüft am 02.12.19; DOI: 10.13140/RG2.2.13184.17920.
- Matschoss, Patrick; Steubing, Michael; Pertagnol, Joachim; Zheng, Yue; Wern, Bernhard; Dotzauer, Martin; Thrän, Daniela (2020): A consolidated potential analysis of bio-methane and e-methane using two different methods for a medium-term renewable gas supply in Germany. In: *Energy, Sustainability and Society* 10 (41), S. 1–17. DOI: 10.1186/s13705-020-00276-z.
- Merten, Frank; Schüwer, Dietmar; Horst, Juri; Matschoss, Patrick (2018): Technologiebericht 7.4 Systemintegration, -innovation und -transformation innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hg.): Technologien für die Energiewende. Technologiebericht - Band 2. Teilbericht 2 zum Teilprojekt A im Rahmen des strategischen BMWi-Leitprojekts "Trends und Perspektiven der Energieforschung". Unter Mitarbeit von Peter Viebahn, Ole Zelt, Manfred Fishedick, Martin Wietschel, Simon Hirzel und Juri Horst. 2 Bände. Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken, S. 761–802. Online verfügbar unter <https://wupperinst.org/a/wi/a/s/ad/4382/>, zuletzt geprüft am 28.11.19.
- Müller-Syring, Gert; Henel, Marco; Köppel, Wolfgang; Mlaker, Herwig; Sterner, Michael; Höcher, Thomas (2013): Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. Management Summary. Hg. v. DVGW. DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH; DVGW Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie; E.OM New Build & Technology GmbH Essen, Fraunhofer IWES Kassel, VNG Gasspeicher GmbH Leipzig. Online verfügbar unter https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g1_07_10.pdf.
- Peek, Markus; Diels, Robert (2016): Strommarktdesign der Zukunft. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes. r2b. Dessau-Roßlau (Climate Change, 20/2015).
- Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut (2020): Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität. Berlin (195/03-S-2020/DE | 48-2020-DE).

- Purr, Katja; Günther, Jens; Lehmann, Harry; Nuss, Philip (2019): Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität. RESCUE-Studie. Hg. v. UBA. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau (Climate Change, 36/2019), zuletzt geprüft am 06.04.2020.
- Repenning, Julia; Emele, Lukas; Blanck, Ruth; Böttcher, Hannes; Dehoust, Günther; Förster, Hanna et al. (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Öko-Institut; Fraunhofer ISI. Berlin, Karlsruhe.
- Sterchele, Philip; Brandes, Julia; Heilig, Judith; Wrede, Daniel; Kost, Christoph; Schlegl, Thomas et al. (2020): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Hg. v. Fraunhofer ISE. Fraunhofer ISE. Freiburg, zuletzt geprüft am 07.04.2020.
- Sturm, Viktoriya; Banse, Martin (2021): Transition paths towards a bio-based economy in Germany: A model-based analysis. In: Biomass and Bioenergy 148, S. 106002. DOI: 10.1016/j.biombioe.2021.106002.
- Wachsmuth, Jakob; Michaelis, Julia; Neuman, Fabian; Wietschel, Martin; Duscha, Vicki; Degünther, Charlotte et al. (2019): Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors. Hg. v. UBA. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau (Climate Change, 12/2019), zuletzt geprüft am 27.11.2019.
- Wietschel, Martin; et al. (2019): Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen. Abschlussbericht. Hg. v. UBA. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau (Climate Change, 03/2019), zuletzt geprüft am 27.11.19.
- wiss. Dienste (Hg.) (2019): Grenzwerte für Wasserstoff (H₂) in der Erdgasinfrastruktur. wissenschaftliche Dienste des Bundestages. Berlin (Sachstand, WD 8 - 3000 - 066/19). Online verfügbar unter <https://www.bundestag.de/resource/blob/646488/a89bbd41acf3b90f8a5fbfbc8616df4/WD-8-066-19-pdf-data.pdf>, zuletzt geprüft am 29.11.2019.

Kontakt

Bernhard Wern, Arbeitsfeldleiter Stoffströme

IZES gGmbH

☎ +49 (0)681.844 972-74 | ✉ wern@izes.de

Dr. Patrick Matschoss, Mitarbeiter in den Arbeitsfeldern Stoffströme & Energiemärkte

IZES gGmbH

☎ +49 (0)30.568-37294 | ✉ matschoss@izes.de

Biomethan jetzt erst recht: Welche neuen Chancen bringen EEG 2021 und Kraftstoffmarkt?

Zusammenfassung: Die ersten EEG-Förderungen für Bioenergie laufen aus. Was kommt Post-EEG für Biogas und Biomethan? Neue Rahmenbedingungen im EEG 2021 und auf dem Kraftstoffmarkt bieten Zuversicht: Die Politik honoriert den Beitrag von Biogas und Biomethan in der Dekarbonisierung unserer Atmosphäre und der Erreichung der Klimaziele zunehmend. Der nahezu klimaneutrale Energieträger, der aus Naturprodukten wie Gülle oder Abfall- und Reststoffen gewonnen wird, ist bereits heute verfügbar und mit dem Einsatz im Wärme-, Strom- und Verkehrssektor vielseitig einsetzbar. Infolge der neuen gesetzlichen Rahmenbedingungen erfreut sich das grüne Gas sektorübergreifend einer steigenden Attraktivität. Für Anlagenbetreibende entstehen somit neue Chancen mit Biomethan und Anreize für Neu- und Bestandsanlagen.

Im folgenden Beitrag werden die diesbezüglich relevanten Gesetzesänderungen dargelegt sowie konkrete Zukunftsperspektiven für Biogas- sowie Biomethananlagen beleuchtet.

Abstract: The first subsidies from the German Renewable Energies Law (EEG) for bioenergy are coming to an end. What is the future for biogas and biomethane post-EEG? New framework conditions in the new EEG 2021 and for the fuel market seem to be promising: The contribution of biogas and biomethane to decarbonizing our atmosphere and achieving our climate targets is increasingly honored. The almost climate-neutral energy source, which is produced from natural products such as manure or waste and residual materials, is already available today and can be flexibly put to use in the heating, electricity, or transport sectors. Thanks to new legal framework conditions, the green gas will gain more and more popularity across sectors.

In the following article, the relevant legal changes will be presented and concrete future perspectives for biogas and biomethane plants discussed.

1 Veränderte Rahmenbedingungen für Biogas und Biomethan

1.1 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2021)

Aus der am 01.01.2021 in Kraft getretenen Novelle zum EEG (EEG 2021) ergeben sich für Biomethan gleich zwei Chancen: Neben der allgemeinen Biomasseausschreibung für Neu- und Bestandsanlagen, mit jährlichen Gebotsterminen zum 1. März und 1. September, ist die Biomethanausschreibung dazugekommen, die künftig einmal im Jahr am 1. Oktober stattfinden soll. Beteiligen können sich daran ab 2022 nur Anlagen in der Südregion (dazu zählen Baden-Württemberg und Bayern, ohne die einzelnen nördlichen Landkreise sowie die südlich-

sten Teile von Rheinland-Pfalz, dem Saarland und Hessen), die noch nicht an einer EEG-Ausschreibung teilgenommen haben. Für die Biomethanausschreibung 2021 ist die Beteiligung aus Gesamtdeutschland einmalig möglich.

Im Vergleich zum EEG 2017 schafft das EEG 2021 deutlich bessere Voraussetzungen für den Einsatz von Biomethan. Das jährliche Ausschreibungsvolumen wurde insgesamt von 150 MW auf 750 MW installierte Leistung erhöht, wobei sich die 750 MW aus 600 MW für die Biomasseausschreibung und 150 MW für die Biomethanausschreibung zusammensetzen. Darüber hinaus wurde der Flexzuschlag auf 65€/kW in beiden Ausschreibungen angehoben, was eine schnellere Abbezahlung des BHKW ermöglicht. Auch die Höchstgebotsgrenze für die Biomasseausschreibung ist gestiegen – für den Bestand auf 18,4 ct/kWh und für den Neubau auf 16,4 ct/kWh. Bei der Biomethanausschreibung liegt sie sogar bei 19 ct/kWh – allerdings mit einem Prozent Degression ab 2022, was eine frühe Beteiligung anreizt.

Voraussetzungen:

- Volllaststunden: allgemeine Biomasseausschreibung maximal 3.942, Biomethanausschreibung 1.314 Stunden
- Maisdeckel: Der zur Erzeugung von Biogas eingesetzte Anteil von Mais oder Maisprodukten darf jährlich höchstens 40 % betragen.
- Biomethan muss in Deutschland eingespeist werden
- Abgasnachbehandlung

1.2 Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG)

Deutschland muss die neuen EU-Vorgaben zum Einsatz von erneuerbaren Energien aus der RED II auch im Verkehr umsetzen. Mit der Treibhausgas(THG)-Quote verpflichtet die Bundesregierung Mineralölkonzerne dazu, die Emissionen der von ihnen in Verkehr gebrachten Kraftstoffe zu reduzieren. Als fortschrittlicher Kraftstoff ist Biomethan bereits jetzt eine attraktive Erfüllungsoption für die aktuell geltende THG-Quote von 6 %. Diese wird in den kommenden Jahren stetig ansteigen und 2030 bei voraussichtlich 25 % liegen (Stand: 17.05.2021). Planungssicherheit für Biomethanerzeugende bietet dabei vor allem der fixe Mindestanteil für fortschrittliche Biokraftstoffe innerhalb der THG-Quote. Hinzu kommt, dass bei Übererfüllung der Unterquote durch Inverkehrbringer, die fortschrittlichen Kraftstoffe oberhalb dieses Mindestanteils zweifach auf die Quote angerechnet werden. Das macht den Einsatz von Biomethan attraktiver.

Bei der Quotenerfüllung durch Biomethan ist das THG-Minderungspotential ausschlaggebend. Insbesondere Biomethan aus Abfall- und Reststoffen, vor allem aber aus Gülle, führen zu einem besonders interessanten THG-Wert von Biomethan. Bei einer Optimierung der Anlage, beispielsweise durch Nachrüstung zur Umsetzung von Carbon Capture and Storage oder Usage (CCS/ CCU), Einsatz von Wärme und Strom aus Erneuerbaren Energien, einem geringeren

Transport oder einer Gärrestaufbereitung, werden die Werte nochmal verbessert. Diese können sich bei Gülle auf bis zu -156 g/MJ, bei Mais auf -45 g/MJ und Bioabfall auf -35,2 g/MJ belaufen. Die neuen Standardwerte für die Berechnung der THG-Emissionen, die die RED II für den Verkehr vorschreibt, tragen dem nun endlich Rechnung und führen den lang ersehnten Güllebonus ein.

DISAGGREGIERTER STANDARDWERT [G CO ₂ Eq/MJ] FÜR:	BIOMETHAN AUS		
	BIOABFALL	GÜLLE	MAIS
Anbau (e_{ac})	0,0	0,0	6,0
Verarbeitung (e_p)	0,1	0,2	0,1
Aufbereitung (e_{p_1})	0,1	0,1	0,1
Transport (e_{td})	0,0	0,0	0,2
Verdichtung Erdgastankstelle (e_{td})	0,6	0,6	0,6
Gülle Bonus (e_{sca})	-	-111,9	-
Carbon Capture & Storage (e_{ccr})	-36	-45	-52
Gesamtstandardwert	-35,2	-156,0	-45
<i>Standardwerte aus der RED II</i>	18,6	-95,7	34,5

Abb. 1: Optimierte Anlagen: EE-Strom und Wärme, CCS, Gärrestaufbereitung und geringer Transport

Zudem nimmt der Bio-LNG-Markt derzeit an Fahrt auf und zeigt: Insbesondere im Schwerlastverkehr sind CNG und LNG zukunftsfähige Optionen für die Verkehrswende. Einige Unternehmen planen derzeit erste Verflüssigungsanlagen in Deutschland. Begünstigt wird der Hochlauf auch durch die Mautbefreiung für CNG- und LNG-Fahrzeuge bis 2023.

1.3 Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EWärmeG) und Gebäudeenergiegesetz (GEG)

Das seit bereits längerer Zeit in Baden-Württemberg geltende Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EWärmeG) ermöglicht den Einsatz von Biomethan als grünen Wärmelieferant. Demnach muss bei der Heizanlagenmodernisierung von Bestandsgebäuden 15 % erneuerbare Wärme verwendet werden. Durch das grüne Gas kann bereits ein großer Teil der Vorgaben des EWärmeG erfüllt werden. Das eingesetzte Biomethan muss dabei bestimmte Anforderungen erfüllen, wie die Bilanzierung über ein Massenbilanzierungssystem und den Einsatz von Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung (BiomasseV). Die Aufbereitung des grünen Gases muss zudem nach dem EEG 2014 erfolgen, wonach eine maximale Methanemission von 0,2 % und ein Stromverbrauch von maximal 0,5 kWh/m³ eingehalten sowie erneuerbare Prozesswärme eingesetzt werden müssen.

Seit dem 01.11.2020 gilt bundesweit das Gebäudeenergiegesetz (GEG) für alle Neubauten, das neue Perspektiven für den Einsatz von Biomethan im Wärme- markt öffnet. Denn: Das GEG enthält eine Nutzungspflicht für erneuerbare Ener- gien und ermöglicht es, dieser mit Biomethan, Biogas oder biogenem Flüssiggas nachzukommen. Als Voraussetzung dafür sieht das GEG vor, dass der Energie- bedarf für Wärme oder Kälte zu 50 % mit Biomethan gedeckt wird. Ebenfalls neu ist, dass die Wärmeerzeugung aus Biomethan in einem Brennwertkessel mit aufgenommen wurde. Positiv ist darüber hinaus die Anpassung des Primär- energiefaktors von Biomethan. Während das grüne Gas in der Vergangenheit oft auf eine Stufe mit fossilen Brennstoffen gestellt wurde, sind die Werte nun kor- rigiert: Beim Einsatz von 50 % Biomethan in einem Brennwertkessel gilt neuer- dings ein Primärenergiefaktor von 0,7. Dieser lag zuvor, gleichgestellt mit Erdgas, bei 1,1. Wird 30 % Biomethan in einer KWK-Anlage eingesetzt, liegt dieser bei 0,5 (bisher 0,6) und für gebäudenah erzeugtes sowie genutztes Biogas gilt der Faktor 0,3 (bisher 0,5). Nach eigenen Berechnungen liegt der daraus resultie- rende geschätzte Nachfragezuwachs an Biomethan bei 250-750 GWh pro Jahr.

1.4 Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG), Biostrom- Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) und Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV)

Eine weitere Veränderung für Biomethanerzeugende stellt das am 01.01.2021 in Kraft getretene Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) dar. Die damit ein- geführte CO₂-Bepreisung macht fossile Brenn- und Kraftstoffe wie Erdgas teu- rer und den Einsatz von abgabebefreitem (künftig zertifiziertem) Biomethan für Inverkehrbringer und Endkund:innen attraktiver.

Die Menge an CO₂, die auf die in Verkehr gebrachte Menge an Brennstoffen ent- fällt, muss durch den Kauf von Zertifikaten kompensiert werden. Der Zertifikats- preis ist zunächst festgelegt: Im Jahr 2021 kostet ein Zertifikat für eine Tonne CO₂ 25 €, bis 2025 steigt der Preis auf 55 € pro Tonne. Ab 2026 sollen die CO₂- Zertifikate in einem freien Handelssystem verkauft werden. Der Preiskorridor liegt dafür voraussichtlich zwischen 65-105 € pro Tonne.

Jahr	€/ t	ct / kWh
2021	25	0,45
2022	30	0,54
2023	35	0,63
2024	45	0,81
2025	55	0,99

Abb. 2: Abgaben gemäß BEHG (abhängig vom CO₂-Preis umgerechnet auf Erdgas)

Zudem dürfen gemäß novellierter Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) und Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) ab 01.12.2021 voraussichtlich nur Biokraftstoffe und Biostrom aus nachweislich nachhaltiger Biomasse eingesetzt werden. Für alle BHKW mit mehr als 2 MW Feuerungswärmeleistung (ca. 800 kW elektrischer Leistung) gilt bei der Verstromung daher vermutlich ab Dezember eine Zertifizierungspflicht für das dort eingesetzte Biomethan.

1.5 Carbon Capture and Storage (CCS)

Bereits heute wird bei der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan CO₂ abgeschieden. Dieses CO₂ kann anschließend aufgefangen und endgelagert oder verwendet werden. Teile der bestehenden Gasinfrastruktur können für den Transport genutzt werden. Für das BECCS/CCU-Verfahren (bioenergy with carbon capture and storage oder usage) mit Biomethan besteht also schon ein Großteil der Technologie und Infrastruktur. Die Wertschöpfungskette und die Erzeugung von Biomethan kann auf diese Weise nicht nur nachhaltig erzeugte, erneuerbare Energie liefern, sondern zur Dekarbonisierung der Atmosphäre beitragen. Eine besondere Stellung nimmt der Einsatz von Gülle in der Biogasanlage ein. Durch die Vergärung von Gülle in der Biogasanlage werden zusätzlich klimaschädliche Methanemissionen vermieden.

2 Perspektiven mit Biomethan

Aus den zuvor beleuchteten gesetzlichen Rahmenbedingungen ergeben sich neue Anwendungsfelder für den Einsatz von Biomethan, weshalb eine erhöhte Nachfrage des grünen Gases im Strom-, Wärme- und Kraftstoffsektor entsteht.

2.1 Unterschiedliche Märkte – unterschiedliche Anforderungen für bestehende Biomethananlagen

80 % der Biomethannachfrage resultiert aus dem EEG-Leitmarkt im Bereich Kraft-Wärme-Kopplung. Hier wird es einen Wechsel von alten EEGs hin zum neuen EEG 2021 geben und die Nachfrage wahrscheinlich ab 2023 steigen. Voraussetzung für den Einsatz ist wieder eine Zertifizierung nach dem Standard der REDcert. Während für BHKWs im EEG 2004-2012 vor allem Einsatzstoffe aus NawaRo und Gülle präferiert wurden, greift im EEG 2021 der Maisdeckel.

Im Wärmesektor ist eine Nachfrage von einigen TWh bis 2030 möglich. Hierbei spielen zunehmend auch Exportmärkte wie die Schweiz eine Rolle. Die Anlagenleistung sowie eine REDcert-Zertifizierung sind in diesem Bereich nicht relevant. Bei den Einsatzstoffen geht die Präferenz deutlich zu Reststoffen.

Auch im Kraftstoffmarkt wird die Nachfrage künftig weiter steigen. Dabei sind der THG-Wert und die fortschrittlichen Einsatzstoffe des Biomethans entscheidend für den Preis und die Menge. Gülle und Mist sind hier gemäß Anhang 9 RED II

die besten Einsatzstoffe für eine gute THG-Minderung, gefolgt von Abfall. Dementsprechend wird auch weiterhin eine REDcert-Zertifizierung notwendig sein.




	Maximale Anlagenleistung	REDcert-Zertifizierung	Präferierter Input
 KWK	350 oder 700 m ³ bei EEG 2009 oder EEG 2012	40 % der Mengen bei EEG 2004-2012 Schätzung: 80 % bei EEG 2021	Nawaro/Gülle bei EEG 2004-2012 40 % Maisdeckel bei EEG21
 WÄRME	Nicht relevant	Nicht relevant	Starke Präferenz zu Reststoff
 KRAFTSTOFF	Nicht relevant	Muss	Prio 1: Gülle/Mist Prio 2: Abfall gemäß Anhang 9 RED II

Abb. 3: Anforderungen an Biomethan unterscheiden sich stark

2.2 Handlungsschritte

Das Wichtigste ist aktuell die Zertifizierung gemäß REDcert/ISCC, denn ab 2022 wird dies für mehr als 50 % des Biomethanabsatzes notwendig sein – ab 2030 sogar für mehr als 90 %. Auch für die Nachrüstung einer Anlage für CCS oder CCU kann eine Investition sinnvoll sein, um Erlöse von bis zu 50 €/t für das CO₂ zu erzielen und einen besseren THG-Wert zu erreichen. Alternative Stromkonzepte bieten für Anlagen eine weitere Option, ihren THG-Wert zu senken.

Literatur/Quellen

Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften (28.12.2020). http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBI&jumpTo=bgbl120s3138.pdf, zuletzt geprüft am 19.05.2021.

Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausgaseminderungs-Quote (Drucksache 19/27435). <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/274/1927435.pdf>, zuletzt geprüft am 19.05.2021.

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt 2019): Brennstoffemissionshandelsgesetz in Kraft getreten. <https://www.dehst.de/SharedDocs/news/DE/BEHG-in-kraft.html>, zuletzt geprüft am 19.05.2021.

- Teuffer, Mareike (2021): Rekordabsatz an LNG-Tankstellen. <https://www.energate-messenger.de/news/210726/rekordabsatz-an-Ing-tankstellen#:~:text=2020%20hat%20sich%20die%20Absatzmenge,der%20Brancheninitiative%20Zukunft%20Gas%20hervor>, zuletzt geprüft am 19.05.2021.
- Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EWärmeG). <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/neubau-und-gebaeudesanierung/erneuerbare-waerme-gesetz-2015/>, zuletzt geprüft am 19.05.2021.
- Wiedemann, Karsten (2020): Gebäudeenergiegesetz: Mehr Spielraum für Biomethan. <https://www.energate-messenger.de/news/203277/gebaeudeenergiegesetz-mehr-spielraum-fuer-biomethan>, zuletzt geprüft am 19.05.2021.
- Referentenentwurf zur Neufassung der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung und der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (15.04.2021). <https://www.bmu.de/gesetz/referentenentwurf-zur-neufassung-der-biomassestrom-nachhaltigkeitsverordnung-und-der-biokraftstoff-n/>, zuletzt geprüft am 19.05.2021.
- Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (2021): Vorsicht beim Wetten auf Negative Emissionen. <https://www.mcc-berlin.net/forschung/kurzdossiers/negativeemissionen.html>, zuletzt geprüft am 19.05.2021.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): Die weitere Entwicklung von CCS-Technologien. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/weitere-entwicklung-ccs-technologien.html>, zuletzt geprüft am 19.05.2021.
- REDcert (2021): REDcert – Ihr Partner für Nachhaltigkeitszertifizierung <https://www.redcert.org/>, zuletzt geprüft am 19.05.2021.
- International Sustainability & Carbon Certification (2021): ISCC. <https://www.iscc-system.org/>, zuletzt geprüft am 19.05.2021.

Kontakt

Zoltan Elek, Geschäftsführer

Landwärme GmbH
Ungererstraße 40, 80802 München

☎ +49 (0)89.24 88 200 10 | ✉ info@landwaerme.de | 🌐 www.landwaerme.de

Michael Menden, Jan Sprafke, Jens Born, Michael Nelles,
Holger Schneider

Standardisierte Kleinst-Biogasanlagen zur Vergärung von Schweinegülle mit integrierter Methananreicherung, Gärrest und Abwasseraufbereitung

Zusammenfassung: Um Landwirten mit kleinen und mittleren Unternehmen eine umweltfreundliche, kostengünstigere Alternative für Entsorgung von Schweinegülle zu ermöglichen, soll ein skalierbares kostengünstiges Anlagenkonzept auf Basis von containerbasierten Standardeinheiten entwickelt werden, welches Chemischen Sauerstoffbedarf (CSB), Stickstoff- und Phosphorgehalt von Schweinegülle derart senken kann, dass sie in kommunale Abwassersysteme einleitbar ist. Das angestrebte Verfahren umfasst die Teilprozessschritte „Zerkleinerung und Hydrolyse“ mittels semi-aerober biologischer Vorbehandlung, „Fermentation“ mittels MABR-Fermenter sowie die „Stickstoff- und Phosphatreduktion“ mittels Elektrokoagulation und Gasstrippung.

Abstract: We aim to provide farmers with small and medium-sized enterprises with an environmentally friendly, more cost-effective alternative for pig manure disposal. Therefore, a scalable, cost-effective system based on containerized standard units should be developed. The system should be able to reduce the chemical oxygen demand (COD), nitrogen and phosphorus content of pig manure in such a way that it can be discharged into municipal sewage systems. The desired process comprises the sub-processes “size-reduction and hydrolysis” using semi-aerobic biological pretreatment, “fermentation” using MABR fermenters and “nitrogen and phosphate reduction” using electrocoagulation and gas stripping.

Motivation

Im Jahr 2020 hat Deutschland neue Vorschriften für landwirtschaftliche Düngemittel eingeführt, die strengere Anforderungen an die Ausbringung von Gülle stellen. Dies betrifft auch die 28.000 deutschen Schweinezüchter, für die die Entsorgung von Gülle ein wichtiger begrenzender Faktor bei der Expansion oder Gründung neuer Unternehmen ist [1]. Es ist möglich, Schweinegülle in spezialisierten Biogasanlagen zu verarbeiten. Konventionelle Anlagen sind jedoch für größere Betriebe oder Regionen mit hoher Gülleproduktion und über 100 GV (Großvieheinheiten) ausgelegt. Die Investitionskosten betragen in der Regel ca. 500.000 € für eine 75 kW Anlage [2]. Die Mehrheit der deutschen Schweinezüchter sind jedoch kleine bis mittlere Unternehmen. Das Herunterskalieren der konventionellen Gülle-zu-Biogas-Technologie ist oft schwierig [1].

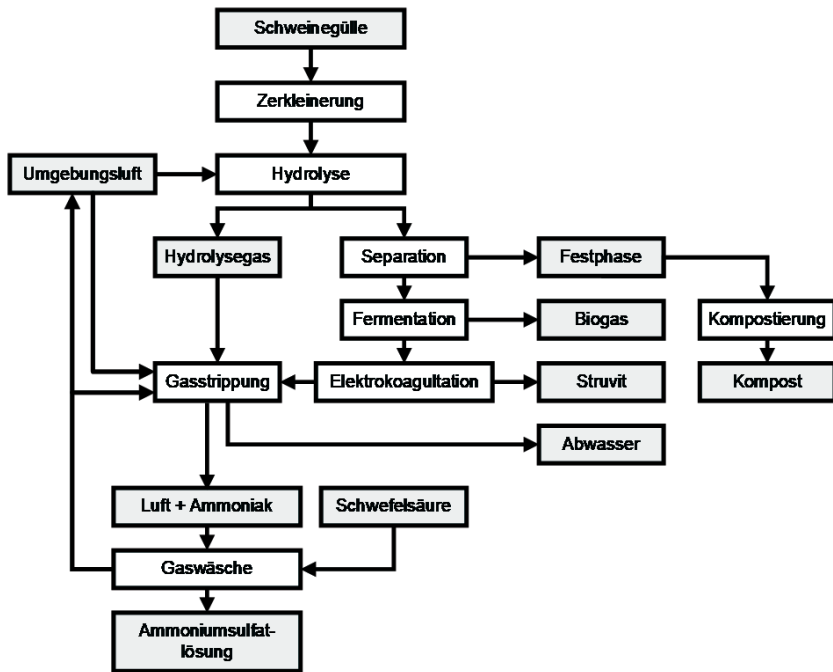


Abb. 1: Verfahrenskonzept zur Schweinegülleaufbereitung

Einem öffentlichen Aufruf der FNR (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.) folgend, soll in diesem Projekt eine umweltfreundliche und kostengünstige Alternative zur Entsorgung von Schweinegülle gefunden werden, die es den Landwirten mit kleinen und mittleren Unternehmen ermöglicht, auf Feldausbringung zu verzichten und/oder die auszubringende Güllemenge deutlich zu reduzieren. Zu diesem Zweck soll ein Anlagensystem entwickelt werden, mit welcher der CSB sowie der Stickstoff- und Phosphatgehalt von Schweinegülle so weit reduziert werden kann, dass diese in das kommunale Abwassersystem eingespeist werden kann. Durch die Entwicklung containergestützter Standardeinheiten soll das System durch parallele Anwendung einzelner Module modular und skalierbar sein. Ein weiteres Ziel ist es, experimentelle Daten zu sammeln, die eine gezielte Prozessanpassung für verschiedene Arten von Gülle mit unterschiedlichen Eigenschaften durch Änderung spezifischer Prozessparameter ermöglichen.

Verfahrensbeschreibung

Das angestrebte Verfahrenskonzept soll die Schritte "Zerkleinern und Hydrolysieren", "Fermentation" und "Stickstoff- und Phosphatreduktion" umfassen und ist in Abb.1 dargestellt.

Ziel des ersten Prozessschritts „Zerkleinern und Hydrolyse“ ist die bessere Verfügbarmachung von Nährstoffen aus dem Substrat für die nachfolgende Fermentation. Vor allem auch aus den festen Substratbestandteilen sollen Nährstoffe herausgelöst werden, da diese vor der nachfolgenden Fermentation abgetrennt werden müssen, um eine Verschmutzung des MABR-Fermenters zu vermeiden. Hierfür werden zunächst feste Bestandteile des Rohsubstrats mechanisch aufgebrochen, um die verfügbare Partikeloberfläche zu vergrößern und so die nachfolgende Hydrolyse zu unterstützen. Die Hydrolyse erfolgt semi-aerob durch Intervallbegasung mit Luft. Im Allgemeinen erfolgt die Hydrolyse von langkettigen Nährstoffen wie Polysacchariden, Proteinen und Fette außerhalb von Mikroben mittels extrazellulärer Enzyme. Das gilt vor allem für Nährstoffe in fester ungelöster Form, bei denen dieser enzymatische Aufschluss überwiegend an den Partikeloberflächen erfolgt. Erst kleinere Oligo- oder Monomere werden innerhalb von Zellen verarbeitet. Dieser extrazelluläre Aufschluss erfolgt bei der anaeroben Fermentation oft langsam und gilt als ein Flaschenhals des Prozesses. Die Anwesenheit von Sauerstoff kann diese Prozesse jedoch in manchen Fällen beschleunigen oder zumindest die Ausscheidung extrazelluläre Enzyme anregen [3]. Durch gezielte Intervallbelüftung kann verhindert werden, dass die freigesetzten Nährstoffe aerob zu Kohlenstoffdioxid statt zu Methan umgesetzt werden.

Wenn der Wassergehalt des Substrats für Hydrolyse und Fermentation nicht ausreicht, kann das Substrat mit dem aufbereiteten Anlagenabwasser verdünnt und so eine annähernd gleichbleibende Substratzusammensetzung erzielt werden. Verbleibende ungelöste Feststoffe werden vor der Fermentation mechanisch abgetrennt.

Das Ziel der anaeroben Fermentation ist die Reduzierung des chemischen Sauerstoffbedarfs (CSB) der Gülle sowie die Gewinnung von Biogas als Energieträger, um den Energieaufwand des Verfahrens teilweise zu decken. Um die Prozesskosten niedrig zu halten, soll ein MABR-Fermenter (Multifunktionaler Anaerober Bafflefd-Reaktor) verwendet werden. Bei diesem Fermentertyp ist der Reaktionsraum vertikal in kleinere Segmente unterteilt. Wie Abb. 2 zeigt, sind diese Segmente seriell angeordnet und werden abwechselnd in aufsteigender und absteigender Reihenfolge durchlaufen. Dies hat mehrere Vorteile. Vorarbeiten haben gezeigt, dass sich solche Reaktoren bei richtiger Dimensionierung selbst mischen, wodurch teure Rührkomponenten teilweise eingespart werden können was wiederum den Wartungsaufwand reduziert. Es hat sich auch gezeigt, dass dieser Reaktortyp selbst bei hohem Substratdurchflussraten ein hohes Maß an Biomasserückhaltung aufweisen kann [4]. Für Substrate wie Schweinegülle, welche einen niedrigen Nährstoffgehalt aufweisen, ist der strömungsbedingte Verlust an Biomasse ein begrenzender Faktor bei der Substratzufütterung. Für solche Substrate werden Biogasprozesse deshalb unterhalb der theoretisch möglichen organischen Raumbelastung durchgeführt, was das benötigte Reaktorvolumen und somit die nötigen Investitionskosten deutlich erhöht. Der verbesserte Biomasserückhalt von MABR-Fermentern kann

dem entgegenwirken. Ein weiterer Vorteil ist, dass die Unterteilung des Reaktorraums unterschiedliche Reaktionszonen mit verschiedenen Milieus schafft, in denen sich Mikroben auf verschiedene Stufen des Biogasprozesses spezialisieren könnten. Diese ermöglicht höhere Raumbelastungen und macht Reaktoren widerstandsfähiger gegen Stoßbelastungen.

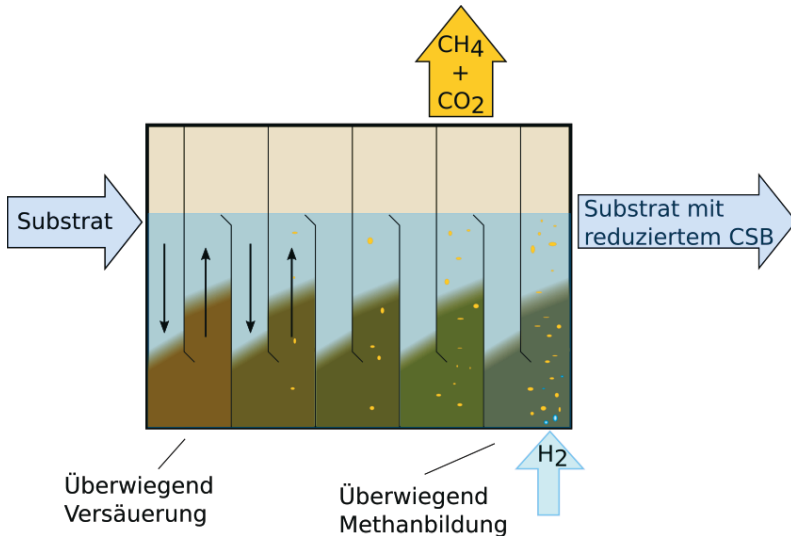


Abb. 2: Konzept eines MABR-Fermenters

Die Elektrokoagulation dient zur Stickstoff- und Phosphatfällung. Fermentierte Schweinegülle wird durch ein elektrisch geladenes Bündel von Plattenelektroden geleitet. Positiv geladene Elektroden setzen durch Oxidation Metallhydroxidflocken frei, die mit gelösten Ammonium- und Phosphatsalzen zu größeren Flocken agglomerieren. Diese Flocken können mechanisch abgetrennt werden, um sie als Düngemittel zu verwenden oder zu vertreiben. Als Nebenprodukt entsteht Wasserstoff, welcher der MABR-Anlage zugeführt werden kann, um es in der Methanisierungsstufe des Biogasprozesses mit Kohlenstoffdioxid durch eine biologische Methanisierung in Methan umzuwandeln. Da Ammonium- und Phosphationen während der Elektrokoagulation nur in einem festen stöchiometrischen Verhältnis gefällt werden, muss der im Überschuss vorhandenen Stickstoffs anschließend mittels Gasstrippung entfernt und in Schwefelsäure als Ammoniumsulfat aufgefangen werden.

Herausforderungen

Die Verwendung der MABR-Technologie im Pilotmaßstab wurde noch nicht mit Schweinegülle getestet. Die hohe Stickstoffkonzentration (teilweise aufgrund fester Substratanteile wie proteinhaltiger Schweineborsten) kann zu einer Hem-

mung des Prozesses führen; Es ist auch nicht ausreichend bekannt, wie eine anfängliche Substrathydrolyse MABR-Fermenter beeinflusst. Der ideale Arbeitspunkt, d.h. der Sollwert der Prozessparameter, bei dem eine maximale spezifische Gasausbeute mit der geringstmöglichen Auswaschung gelöster flüchtiger Feststoffe und einer minimalen Stickstoffhemmung erreicht wird, muss für diese Anwendung noch gefunden werden. Es ist auch noch nicht bekannt, ob die Akkumulation von z.B. industrieüblichen Hilfsstoffen in der Biozönose zu unerwarteten schädlichen Stoffwechselprozessen führen können.

Für die Elektrokoagulation muss bestimmt werden, wie eine ausreichende Stickstoff- und Phosphatfällung mit möglichst geringem Energie- und Elektrodenverbrauch erreicht werden kann. Um einen für die Landwirtschaft geeigneten Dünger herzustellen, sollten Eisen- oder Stahlelektroden anstelle der für diese Technologie üblichen Aluminiumelektroden verwendet werden. Weiterhin hängt der energetische Aufwand der Ammoniakstrippung, welcher voraussichtlich einen nicht unerheblichen Teil der Kosten des Gesamtprozesses ausmacht, von den Prozessbedingungen nach der Elektrokoagulation ab, welche bislang noch nicht ausreichend voraussagbar sind.

Schlussfolgerungen

Es konnte eine Reihe von technischen Lösungen identifiziert werden, die geeignet scheinen, um ein kostengünstigeres Alternativkonzept zur Entsorgung von Schweinegülle für Landwirten mit kleinen und mittleren Unternehmen zu realisieren.

Im hier vorgeschlagenen Konzept wird soll Schweinegülle in einem containerisiertem, skalierbaren Anlagensystem so weit aufbereitet werden, dass sie dem kommunalen Abwassersystem zuführbar ist. Als Nebenprodukte sollen Biogas, ein Ammonium-Phosphat-Dünger, Ammoniumsulfat und Kompost entstehen.

Literatur/Quellen

- [1] B. Osterburg et al.: Evaluierung der Düngeverordnung – Ergebnisse und Optionen zur Weiterentwicklung; Abschlussbericht der Bund-Länder-Arbeitsgruppe zur Evaluierung der Düngeverordnung
- [2] K. Hjort-Gregersen: Marktübersicht von Biogas-Kleinanlagen in Europa; Agro-Tech A/S, 2106
- [3] Peces, M., Astals, S., Clarke, W.P., Jensen, P.D. (2015) Semi-aerobic fermentation as a novel pre-treatment to obtain VFA and increase methane yield from primary sludge, *Bioresource Technology* 200, S. 631-638
- [4] A. Grobicki, D. Stuckey: Performance of the Anaerobic Baffled Reactor Under Steady-State and Shock Loading Conditions; *Biotechnology and Bioengineering* 37(4):344-55; (1991)

Kontakt

Michael Menden, Akademischer Mitarbeiter

Universität Rostock, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät,
Professur Abfall- und Stoffstromwirtschaft
Justus-von-Liebig-Weg 6, 18059 Rostock

-sowie-

Hochschule Furtwangen, Fakultät Medical and Life Sciences,
Jakob-Kienzle-Str. 17, 78054 VS-Schwenningen

☎ 0152/09924499 | ✉ men@hs-furtwangen.de

Einflussfaktoren auf das Erlöspotential von Biogasanlagen in Smart Markets

Zusammenfassung: Für eine kosteneffizientere Netzengpassbewirtschaftung wird ab Oktober 2021 der Redispatch 2.0 eingeführt. Eine Ergänzung dieses kostenbasierten Netzengpassregimes durch ein marktbasiertes Element, den sogenannten Smart Markets, könnte die Kosten der Netzengpassbewirtschaftung weiter reduzieren und zusätzliche Erlöse für Flexibilitätsoptionen bei netzdienlichem Betrieb ermöglichen. Dieser Beitrag untersucht das Erlöspotential flexibler Biogasanlagen in Smart Markets. Hierfür wird der Einfluss von Netzengpasscharakteristik, Biogasanlagenkonzept und der zu erwartenden Konkurrenzsituation im Smart Market analysiert.

Abstract: Redispatch 2.0 will be introduced in October 2021 for more cost-efficient grid congestion management. Supplementing this cost-based grid congestion regime with a market-based element, the so-called Smart Markets, could further reduce the costs of grid congestion management and enable additional revenues for flexibility options operating in a grid-serving manner. This paper investigates the revenue potential of flexible biogas plants in Smart Markets. For this purpose, the influence of grid congestion characteristics, biogas plant concept and the anticipated competitive situation in the Smart Market is analyzed.

1 Netzengpassmanagement

1.1 Aktuelles Netzengpassregime in Deutschland

Zunehmende EE-Einspeisung bei verzögerten Netzausbau führen derzeit vor allem im Übertragungsnetz zu Engpasssituationen. Durch den Eingriff in die Erzeugungsleistung von konventionellen Kraftwerken (Redispatch) bzw. durch die nachgelagerte Abregelung von EE- und Kraftwärmekopplungsanlagen (Einspeisemanagement) werden diese Netzengpässe aktuell regulatorisch behoben. Ab Oktober 2021 werden die aktuellen Engpassmaßnahmen Redispatch und Einspeisemanagement zum sogenannten Redispatch 2.0 zusammengeführt (NABEG 2.0 2011/2019). Somit sind zukünftig Erzeugungsanlagen und Speicher ab 100 kW zur Teilnahme am Redispatch 2.0 verpflichtet (NABEG 2.0 2011/2019). Für den negativen Redispatch 2.0 (Erzeugungsleistung reduzieren) werden kalkulatorische Preise unter Berücksichtigung von Mindestfaktoren für EE-Anlagen und hocheffiziente KWK-Anlagen festgelegt, durch die der Einspeisevorrang dieser Technologien gewährt werden soll (Bundesnetzagentur 2020). Die Entschädigung der Anlagen erfolgt bei allen Maßnahmen, sowohl beim derzeitigen als auch beim zukünftigen Verfahren, nach dem Kostendeckungsprinzip. Die Anlagen können somit keine zusätzlichen Einnahmen durch die Beteiligung an der Engpassbeseitigung erzielen. Im Jahr 2020 führten Redispatch und Einspeisemanagement zu Kosten von insgesamt ca. 982 Mio. Euro (Bundesnetzagentur 2021).

1.2 Marktbasiertes Netzengpassmanagement

Als Antwort auf einen in der EU-Binnenmarktverordnung (European Parliament and Council 2019) geforderten marktbasierten Mechanismus des Engpassmanagements, könnten sogenannte Smart Markets dienen. Smart Markets stellen grundsätzlich ein Bindeglied zwischen Strommarkt und Netz dar (Ecofys und Fraunhofer IWES 2017) und sind sowohl temporär als auch räumlich auf die eintretenden Engpässe begrenzt (BDEW 2017). Smart Markets sind technologieoffen ausgestaltet. Voraussetzung für die Teilnahme einer Flexibilitätsoption am Smart Market ist der Anschluss auf Verteilnetzebene. Das vorhandene Flexibilitätspotential wird nicht durch Mindestleistungsanforderung eingeschränkt und ebenso auf Lasten ausgeweitet. Damit werden im Vergleich zum Redispatch 2.0 zusätzlich flexible Lasten sowie kleinere Erzeuger und Speicher ($< 100 \text{ kW}$) ins Engpassmanagement integriert. Über eine Preisbildung am Smart Market nach dem Markträumungs-Prinzip besteht für die Flexibilitätsoptionen die Möglichkeit Zusatz Erlöse zu generieren. Die freien Gebote der Marktteilnehmer werden über eine Preisobergrenze gedeckelt um die Kosteneffizienz gegenüber dem regulatorischen Eingriff sicher zu stellen. Durch Einbindung bisher ungenutzter Flexibilitätspotentiale in das Netzengpassmanagement und den beim marktbasierten Netzengpassmanagement vorherrschenden Konkurrenzdruck, wird eine Kostenreduktion gegenüber dem aktuellen Regime erwartet. Der Redispatch 2.0 bleibt als Rückfalloption erhalten. Kann der Smart Market den Netzengpass nicht vollständig auflösen, wird das verbleibende Engpassvolumen über den regulatorischen Redispatch 2.0 bewirtschaftet.

1.3 Biogasanlagen im marktbasierten Netzengpassmanagement

Das FNR-Forschungsprojekt SmartBio (FKZ: 22405116) analysiert das Potential von Biogasanlagen (BGAs) im marktbasierten Netzengpassmanagement nach Smart Market Ansatz. Für Biogasanlagen könnte das hier vorgeschlagene Smart Market Konzept die Möglichkeit bieten zusätzliche Einnahmen zu generieren. Diese Einnahmen können dazu dienen, die sinkende Förderintensität von BGAs über das EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) in Zukunft aufzufangen. Biogasanlagen können als regelbare, regenerative Stromerzeugungstechnologien die Produktion zu Engpasszeiten leicht in Zeiten mit geringerer Netzbelastung verschieben. Aufgrund dieser technischen Besonderheit stellen sie ein bereits vorhandenes Flexibilitätspotenzial zur marktbasierten Engpassbeseitigung dar (Mast et al. 2018).

Grundvoraussetzung für die Teilnahme am Smart Market ist, dass der Betriebszustand der BGA eine Leistungsänderung in die für den Standort spezifisch angeforderte Richtung (Reduktion bzw. Erhöhung) zulässt. Von den aktuell über 9.300 Biogasanlagen in Deutschland weist ein immer stärker wachsender Teil die technische Voraussetzung auf, den Strom bedarfsorientiert zu produzieren und die Stromerzeugung in erster Linie nach dem überregionalen Strommarkt auszurichten. In diesem Beitrag werden ausschließlich Einflussfaktoren auf das

Erlöspotential von stromgeführten Biogasanlagenkonzepten, deren Ursprungsfahrplan am Day-Ahead-Markt optimiert ist, in Smart Markets vorgestellt.

Die Gebote der BGAs in Smart Markets werden aus Einsparungen und Zusatzkosten, die durch die Abweichung vom ursprünglichen Fahrplan entstehen, berechnet (vgl. Abb. 1). Für den Abgleich des Ursprungsfahrplans und des ‚Smart Market‘-Fahrplans müssen also beide Fahrpläne bekannt sein. Die Methodik zur Erstellung des Ursprungs- und des ‚Smart Market‘-Fahrplans wird in Mast et al. 2021 dargestellt. Die drei Hauptkomponenten und die allgemeine Methodik zur Berechnung von Geboten für BGAs in Smart Markets werden in Hümmer et al. 2020 detailliert vorgestellt und spezifiziert.

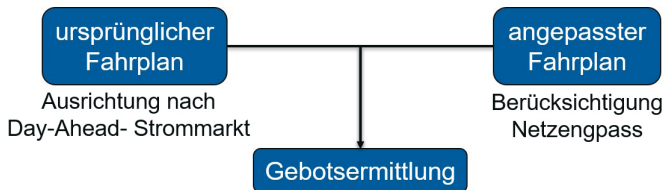


Abb. 1: Schema Smart Market Gebotsermittlung BGAs

2 Einflussfaktoren auf das Erlöspotential von BGAs in Smart Markets

2.1 Netzengpasscharakteristik

Das Erlöspotential von Biogasanlagen im marktbasierten Engpassmanagement hängt stark von Anzahl und Ausprägung der Netzengpässe ab, die eine Anlage bewirtschaften kann. Dies soll im Folgenden exemplarisch für zukünftige vertikale Netzengpässe in Bayern aufgezeigt werden. Hierfür wurde Bayern über Landkreisgrenzen in verschiedene Netzregionen unterteilt. Nach der in Mast et al. 2021 aufgeführten Methodik wurden über eine Gegenüberstellung von modellierter Last und EE-Einspeisung im Jahr 2025 Netzengpasszeitreihen für die Netzgebiete abgeleitet. In 14 der 96 Landkreise treten nach dieser Vorgehensweise Netzengpässe auf, wobei regional große Unterschiede bezüglich Regelmäßigkeit und Dauer von Netzengpasssituationen zu erkennen sind. Für Abb. 2 wurden die betroffenen Regionen anhand der jährlichen Netzengpassdauer mittels k-means-Clustering in drei Kategorien eingeteilt.

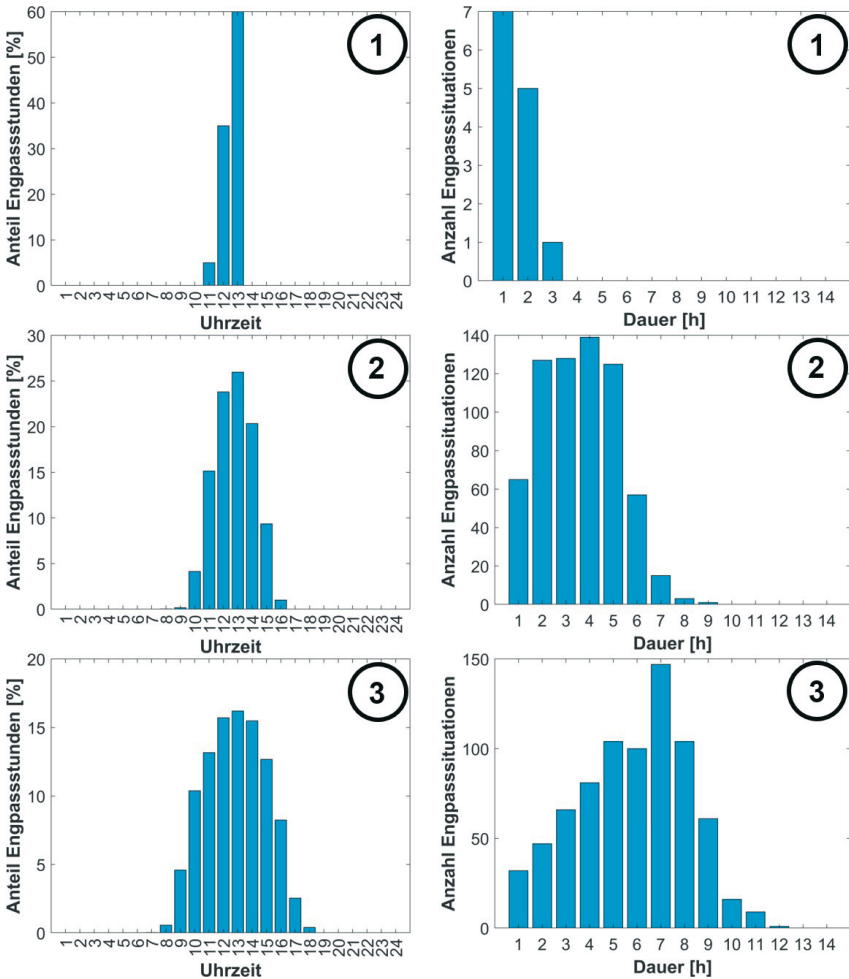


Abb. 2: Charakterisierung modellierter Netzengpässe in Bayern im Jahr 2025

Für alle drei Kategorien ist deutlich zu erkennen, dass die Netzengpässe hauptsächlich zwischen 11 Uhr und 15 Uhr auftreten, was vor allem auf eine für Süd-deutschland charakteristische PV-Einspeisung in diesem Zeitraum zurückzuführen ist. Kategorie ① umfasst sechs Regionen, in welchen über ein gesamtes Jahr insgesamt 13 Netzengpasssituationen auftreten. Die Engpässe beschränken sich auf die Mittagszeit und sind im Durchschnitt für 1,5 Stunden und maximal für 3 Stunden aktiv. Netzengpasssituationen in diesen Regionen sind also kurze, vereinzelte und unregelmäßige Ereignisse. Ein durchschnittlicher Engpass in den fünf Regionen, die Kategorie ② zugeordnet sind, dauert 3,6 Stunden (max. 9 Stunden). Die Engpässe häufen sich in der sonnenreichen Sommerzeit und können hier vereinzelt bereits am frühen Vormittag (z.B. 8 Uhr) eintreten

und bis in den Nachmittag andauern (bis max. 16 Uhr). In den drei Regionen der Kategorie ③ stellen die Engpässe ein strukturelles Problem dar. Sie treten über das gesamte Jahr relativ regelmäßig auf und erstrecken sich durchschnittlich über 5,8 Stunden (max. 12 Stunden).

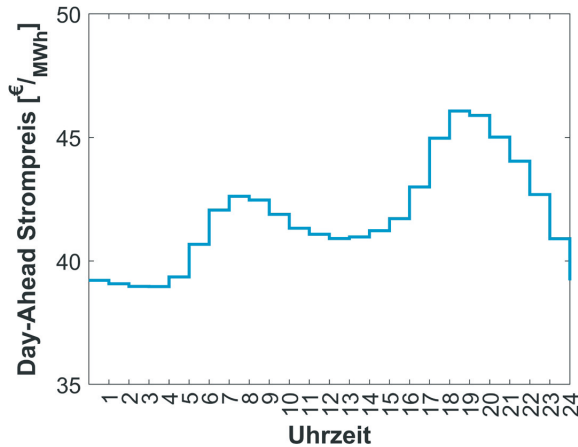


Abb. 3: Gemittelter Tagesverlauf des Day-Ahead Strompreisszenarios für das Jahr 2025

Die in diesem Beitrag untersuchten stromgeführten Biogasanlagen richten ihren Fahrplan nach dem Day-Ahead-Strommarkt aus. Biogasanlagen maximieren ihre Einnahmen an diesem überregionalen Markt, indem der Betrieb auf Zeiten hoher Strompreise konzentriert wird und Zeitspannen mit niedrigen Strompreisen durch einen Gasspeicher überbrückt werden. Der aus dieser Gewinnmaximierung entstehende Fahrplan („Ursprungsfahrplan“) legt fest, ob eine Biogasanlage am Smart Market teilnehmen kann. Werden die Biogasanlagen nach ihrem Ursprungsfahrplan im Beispiel der solargetriebenen Netzengpässe in Bayern für das Jahr 2025 während Netzengpasszeiten betrieben, so haben sie die Möglichkeit freiwillig Gebote am Smart Market abzugeben und durch vom Smart Market angereiztes Abregeln zur Engpassauflösung beizutragen. Die in Abb. 3 dargestellte Grafik zeigt den über ein Jahr gemittelten Tagesverlauf des für das Jahr 2025 prognostizierten Day-Ahead-Strompreises, über welchen der Ursprungsfahrplan bestimmt wird (vgl. Mast et al. 2021). Während der Zeitspanne von 10 Uhr bis 15 Uhr sinkt der durchschnittliche Strompreis, durch den Einfluss hoher PV-Einspeisung (vor allem aus Süddeutschland), auf ein geringeres Niveau ab. Tendenziell überbrückt eine BGA bei ausreichender Bedarfsanpassungsfähigkeit (Gasspeichergröße) diese Niedrigpreisperiode unter dem Aspekt der Gewinnmaximierung. Da ein Großteil der modellierten Netzengpässe in die Niedrigpreisperiode fällt, können flexible Biogasanlagen oft nicht am Smart Market teilnehmen, da ihre Stromproduktion nach Ursprungsfahrplan bereits ruht. In diesen Fällen setzt bereits der Day-Ahead-Strommarkt ein Preissignal für einen netz-dienlichen Fahrplan und flexible BGAs tragen dadurch nicht zu regionalen Netzengpässen bei. Flexible stromgeführte BGAs können folglich nur dann

am Smart Market aktiv werden, wenn regionale Engpässe nicht zu Zeiten eines niedrigen überregionalen Strompreises auftreten bzw. wenn die Flexibilität der Anlage durch die Gasspeicher-größe als limitierender Faktor der Bedarfsanpassungsfähigkeit (vgl. Selleneit et al. 2020) so eingeschränkt ist, dass Anlagen trotz niedrigen Strompreises aktiv sind.

2.2 Anlagenparameter: Gasspeicher und Flexfaktor

Die Verfügbarkeit – und damit auch das Erlöspotential – von Biogasanlagen am Smart Market wird stark durch die Anlagenparameter Gasspeicher und Flexfaktor (Verhältnis von installierter Leistung zu Bemessungsleistung) beeinflusst. Als Rahmenbedingungen der Gewinnmaximierung legen sie den Ursprungsfahrplan einer Biogasanlage fest und bestimmen wie dieser über den Smart Market angepasst werden kann. Zur Untersuchung des Einflusses von Gasspeicher und Flexfaktor auf die Verfügbarkeit von BGAs wurden Ursprungsfahrplan und Smart Market Fahrplan für eine Vielzahl möglicher Biogasanlagenkonzepte bestimmt. Die Fahrpläne sind hierbei Ergebnis einer gewinnmaximierenden Optimierung, die neben den Anlagenparametern, den vorherrschenden Strompreis und den eintretenden Engpass noch weitere Restriktionen (z.B. Realisierung der nach Ursprungsfahrplan verkauften Stromproduktion außerhalb der Netzengpasszeit im Smart Market Fahrplan) berücksichtigt (vgl. Mast et al. 2021). Um den Berechnungsaufwand zu begrenzen, wurde diese Untersuchung nicht für alle 14 Netzengpassregionen, sondern für eine die modellierten Engpasscharakteristika repräsentierende Engpassregion (jährlich 331 Engpassstunden) aus Kategorie ② durchgeführt.

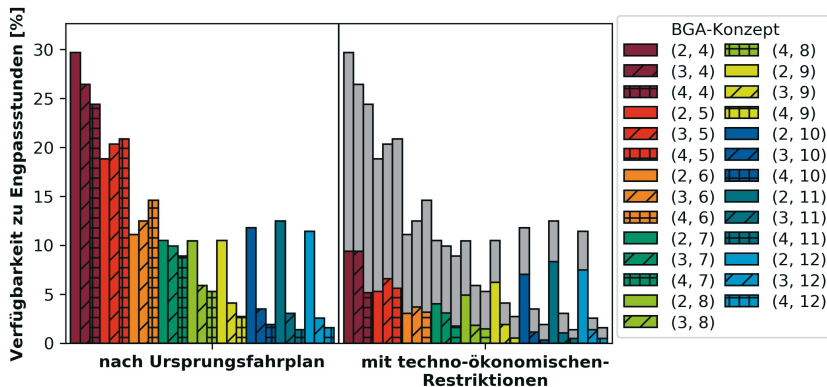


Abb. 4: Verfügbarkeit untersuchter BGA-Konzepte in Smart Markets

Abb. 4 zeigt die theoretische Verfügbarkeit nach Ursprungsfahrplan und die – unter Berücksichtigung der technischen (Gasspeicher) und ökonomischen (bestehende Verpflichtungen am Day-Ahead Strommarkt) Restriktionen resultierende – tatsächliche Verfügbarkeit am Smart Market. Die theoretische Ver-

fügbarkeit (linke Balken-gruppierung) entspricht dem Verhältnis aus der Summe aller geplanten Betriebsstunden einer BGA zu Netzengpasszeiten bezogen auf die jährliche Summe aller Netzengpassstunden in der untersuchten Region. Sie gibt also wieder, wie häufig ein Anlagenkonzept aufgrund der Ausrichtung nach dem überregionalen Strompreis zu den regionalen Engpässen beiträgt und entsprechend durch Abregelung theoretisch wiederum zur Netzengpassbeseitigung beitragen könnte. Das Anlagenkonzept (2,4) mit einem Flexfaktor von zwei und einem Gasspeicher, der maximal vier Stunden Stillstand der Stromproduktion zulässt, weist mit nahezu 30 % die höchste theoretische Verfügbarkeit auf. Bis zu einer Gasspeichergröße von sieben (Flexfaktor = 2) bzw. neun (Flexfaktor = 3 und 4) Stunden sinkt die theoretische Verfügbarkeit mit zunehmender Gasspeichergröße. Danach stagniert die theoretische Verfügbarkeit bei weiter ansteigender Bedarfsanpassungsfähigkeit auf einem ähnlichen Niveau. Vor allem bei größerer Gasspeicherkapazität (> 7 h) ist die theoretische Verfügbarkeit für Flexfaktoren drei und vier deutlich geringer als für Flexfaktor 2. Die tatsächliche Verfügbarkeit (rechte Balkengruppierung) unter Berücksichtigung der techno-ökonomischen Restriktionen ist für alle Anlagenkonzepte deutlich unter der entsprechenden theoretischen Verfügbarkeit. Je nach Anlagenkonzept können Biogasanlagen 16 % bis 67 % ihrer Betriebsstunden zu Netzengpasszeiten durch eine Teilnahme am Smart Market reduzieren. Vor allem Anlagen mit Flexfaktor gleich zwei und großer Gasspeicherkapazität (> 7 h) können einen großen Teil ihres theoretischen Potentials realisieren. Bezogen auf die repräsentative Engpasszeitreihe ergibt sich, dass BGAs an 1 bis 9 % der Netzengpasszeiten über den Smart Market zur Netzengpassbeseitigung beitragen können.

2.3 Konkurrenzsituation

Neben Biogasanlagen konkurrieren am Smart Market weitere Flexibilitätsoptionen, um die Bewirtschaftung von Netzengpässen. Teilnahme und Zusatz Erlöse am Smart Market werden durch Gebote bestimmt, die die Kosten einer netzdienlichen Anpassung des ursprünglich unabhängig vom Netzengpass geplanten Betriebs widerspiegeln. Das für die in Absatz 2.1 definierten Netzengpässe relevante Beispiel der Gebotszusammensetzung bei Leistungssaldoreduktion durch den Smart Market soll im Folgenden kurz für BGAs und flexible Lasten dargestellt werden.

Biogasanlagen verrechnen Zusatzkosten, die sich aus Brennstoff- und Wartungskosten für zusätzliche Startvorgänge zusammensetzen, und Zusatz Erlöse, die durch die beim Abregeln im Smart Market eingesparte Gasmenge am Intraday- (oder Day-Ahead) Strommarkt realisiert werden können. Bei Lasten wird von einem Aggregator ausgegangen, der am Strommarkt aktiv ist. Zusatzkosten fallen hier in Form von Komfort- bzw. Produktionsverlustentschädigungen an, die der Aggregator als Voraussetzung für eine Lastverschiebung an Verbraucher auszahlt. Die Strombezugskosten, die dem Aggregator zur Deckung des ursprünglichen Lastgangs anfallen, werden vereinfachend mit dem Day-Ahead-Strompreis zum Zeitpunkt des Strombedarfs angenähert. Der Aggregator ver-

schiebt im Engpassfall seinen Strombedarf in den Engpasszeitraum und bezieht Strom vom Smart Market. Unter der Annahme, dass der Aggregator die bereits erworbene Strommenge zur Lastdeckung nach Ursprungsfahrplan ohne Zusatzkosten zum Einkaufspreis verkaufen kann, entsprechen die Einsparungen am Smart Market unter den getroffenen Annahmen dem Day-Ahead Strompreis zu Zeiten des ursprünglichen Strombedarfs.

Tab. 1: Einordnung untersuchter flexibler Lasten

Sektor	Technologien
Haushalt	<ul style="list-style-type: none"> • P2H (lokal + Fernwärme) • Waschmaschine + Trockner • Kühl- + Gefrierschrank
Industrie	<ul style="list-style-type: none"> • Querschnittstechnologien • Energieintensive Prozesse
GHD	<ul style="list-style-type: none"> • P2H • Kühlung + Belüftung
Transport	<ul style="list-style-type: none"> • E-Mobilität

Für die Modellierung der konkurrierenden Lasten (Verfügbarkeiten und Bepreisung von Komfort- bzw. Produktionsverlust) wurde auf das in Heitkoetter et al. 2020 vorgestellte open-source-Tool zur Bestimmung des regionalen und zeitlichen Lastverschiebepotentials in Deutschland zurückgegriffen. Tab. 1 zeigt eine Einordnung der untersuchten konkurrierenden Flexibilitätsoptionen.

Für die Gegenüberstellung der Gebote flexibler Lasten und Biogasanlagen in den in Absatz 2.1 aufgeführten Netzenspassregionen, wird für das Jahr 2025 ein auf heutigem Niveau stagnierender Biogasanlagenbestand und starker Ausbau der flexiblen Lasten (vor allem E-Mobilität und Wärmepumpen) auf Basis von Szenario B des Netzentwicklungsplans angenommen (50 Hertz Transmission GmbH et al. 2020). Aufgrund mangelnder Daten zur Gasspeicherverteilung im aktuellen Bestand der Biogasanlagen und zur Vereinfachung wurde der Bestand im Jahr 2025 über Anlagen mit Flexfaktor zwei, drei und vier mit jeweils einem Gasspeicher von zehn Stunden modelliert.

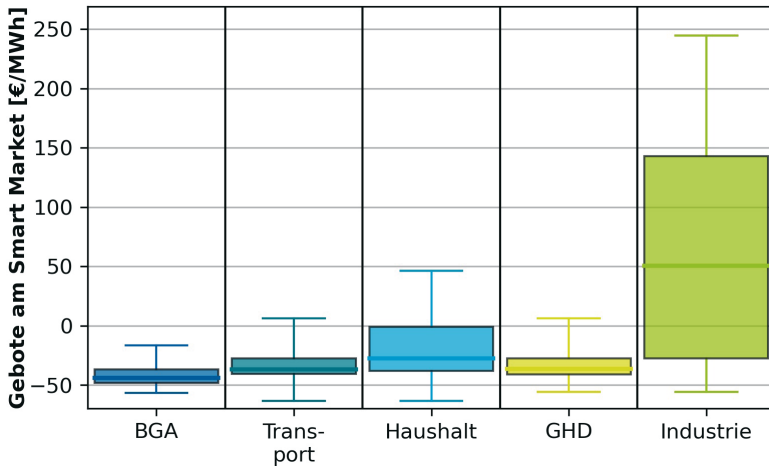


Abb. 5: Statistische Verteilung der Gebote konkurrierender Technologien

Abb. 5 zeigt die Streuungsparameter konkurrierender Gebote in den 14 Engpassregionen aggregiert nach Sektoren. Das 75 %-Quantil der BGA-Gebote mit -36,8 €/MWh liegt unter dem 25 %-Quantil des Sektors Industrie (-27,4 €/MWh). Da auch der Median (-43,9 €/MWh) der BGA-Gebote unter dem 25 %-Quantil der Sektoren Transport (-40,3 €/MWh), Haushalt (-38,1 €/MWh) und GHD (-40,9 €/MWh) liegt, kann der Großteil der BGA-Gebote die konkurrierenden Lastgebote unterbieten. Dies bedeutet, dass flexible BGAs bei den untersuchten Engpässen zwar nicht häufig für die Behebung zur Verfügung stehen, aber aufgrund ihrer meist sehr niedrigen Gebote, mit hoher Wahrscheinlichkeit in diesen Fällen Zusatzerlöse erwirtschaften.

3 Zusammenfassung

Der Beitrag, den Biogasanlagen im marktbasierten Netzengpassmanagement leisten können, ist stark anhängig vom Anlagenkonzept (Flexfaktor und Gasspeicher) und den zu bewirtschaftenden Netzengpässen. Da sehr flexible BGAs kaum zu den untersuchten PV-geprägten Netzengpässen beitragen, ist ihr Potential für die Engpassbehebung in diesem Fall stark eingeschränkt. Weisen Biogasanlagen jedoch ein Potential zur Engpassbehebung auf, können sie aufgrund ihrer guten Wettbewerbssituation gegenüber konkurrierenden Flexibilitätsoptionen mit hoher Wahrscheinlichkeit Zusatzerlöse generieren.

In weiterführenden Untersuchungen soll analysiert werden, welches Potential BGAs in Smart Markets für Wind-geprägte Engpassregionen und für Regionen, in denen redispatchbedingt das Leistungssaldo erhöht werden muss, aufweisen.

Literatur/Quellen

- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2020): Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.
- BDEW (2017): Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz. Berlin.
- Bundesnetzagentur (2020): Beschluss in dem Verfahren zur Festlegung von näheren Bestimmungen im Zusammenhang mit den Mindestfaktoren (Mindestfaktor-Festlegung). Bonn.
- Bundesnetzagentur (2021): Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit. Bericht für das Jahr 2020.
- Ecofys und Fraunhofer IWES (2017): Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap.
- European Parliament and Council (2019): Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity.
- Heitkoetter, W.; Schyska, B.; Schmidt, D.; Medjroubi, W.; Vogt, T.; Agert, C. (2020): Assessment of the regionalised demand response potential in Germany using an open source tool and dataset.
- Hümmer, B.; Mast, T.; Koller, M.; Holzhammer, U. (2020 - 2020): Smart Markets in Southern Germany. Key factors for profits of biogas plants: 2020 17th International Conference on the European Energy Market (EEM).
- Mast, T.; Holzhammer, U.; Matthias, P. (2018): SmartBio – Biogasanlagen als Akteur in neuen intelligenten, regionalen Märkten. In: Nelles, M. (Hg.): Tagungsband 12. Rostocker Bioenergieforum. Rostock: 143–150.
- Mast, T.; Hümmer, B.; Holzhammer, U. (2021): Erlöspotential für Biogasanlagen an Smart Markets. In: Conexio GmbH (Hg.): Tagungsband Zukünftige Stromnetze: 224–245.
- NABEG 2.0 (2011/2019): Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz. Zuletzt geändert durch Art. 2 G v. 13.5.2019 I 706.
- Selleneit, V.; Stöckl, M.; Holzhammer, U. (2020): System efficiency – Methodology for rating of industrial utilities in electricity grids with a high share of variable renewable energies – A first approach. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 130: 109969. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120302604>.

Kontakt

Benedikt Hümmer, Wissenschaftlicher Mitarbeiter

Institut für neue Energie-Systeme (InES)

☎ +49 (0)841.9348-6683 | ✉ Benedikt.Huemmer@thi.de

Silvia Kohlmann, Abdallah Nassour, Jan Sprafke, Sebastian Foth,
Frank Zörner, Laurine Larsen, Markus Piechotka

Sozioökonomische und wirtschaftliche Technikbewertung ausgewählter Verwertungslinien am Beispiel Biogas im Verbundvorhaben „Verwertung biogener Reststoffe im östlichen Mecklenburg-Vorpommern (biogeniV)“

Zusammenfassung: Herausfordernd bei der Implementierung erneuerbarer Energien in bestehende Infrastrukturen ist die volatile Bereitstellung thermischer und elektrischer Energie. Im Projekt biogeniV werden Verwertungsmöglichkeiten biogener Abfälle untersucht. Dabei sollen Marktakteure miteinander vernetzt sowie räumliche und strukturelle Besonderheiten in der Projektregion östlichen Vorpommern optimal genutzt werden. Die Aufgabe ist dabei die Quellen biogener Reststoffe zu identifizieren und diese nach Mengen zu analysieren. Auf dieser Grundlage sollen das Potential der regionalen Erzeugung und lokalen Verwertung abgeschätzt werden. Am Beispiel des Themenbereiches Biogas werden ausgewählte Verwertungslinien dargestellt. Die Initiatoren sind die Hansestadt Anklam, die Cosun Beet Company (Zuckerfabrik) Anklam und das Leibniz-Institut für Plasmaforschung und Technologie Greifswald. Dieses Projekt wird mit Mitteln des BMBF im Rahmen des Programmes „WIR! – Wandel durch Innovation in der Region“ gefördert.

Abstract: The volatile supply of thermal and electrical energy is a challenge when implementing renewable energies in existing infrastructures. In the project biogeniV, utilization opportunities for biogenic waste are investigated. Market players will be connected and spatial and structural particularities in the German project region of Eastern Vorpommern are to be used optimally. The task is to identify the sources of biogenic waste and to analyze this according to their quantities. On this basis, the potential of regional production and local utilization should be assessed. Selected utilization lines are displayed by using the example of the subject area biogas. The initiators are the Hanseatic City of Anklam, the Cosun Beet Company (sugar factory) Anklam and the Leibniz Institute for Plasma Research and Technology Greifswald. This project is funded by the BMBF as part of the program “WIR! - Change through innovation in the region”.

1 Zielsetzung und Hintergrund

„biogeniV“ ist ein Bündnis unter Federführung der Initiatoren Hansestadt Anklam, Cosun Beet Company (Zuckerfabrik) Anklam und Leibniz-Institut für Plasmaforschung und Technologie Greifswald. Zum Projektstart am 01.09.2020 umfasst es 20 Akteure aus Industrie, Kommunen und Forschung. Ziel der Konzeptphase „Verwertung biogener Reststoffe im östlichen Mecklenburg-Vorpommern“ ist die Identifikation von innovativen dezentralen Technologieansätzen zur Verwertung

von biogenem CO₂ und weiteren Reststoffen aus der Biomasseverarbeitung. Dazu hat das Umweltechnologienetzwerk enviMV zusammen mit den Partnern BN Umwelt GmbH, mele Biogas GmbH und envero GmbH im Konsortium eine Studie zur Sozioökonomischen und wirtschaftlichen Technikbewertung ausgewählter Verwertungslinien erstellt. Laut energiepolitischer Konzeption der Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern soll die Energiewende auch in unserem Bundesland zu einer vollständigen Umstellung der Energiegewinnung hin zu erneuerbaren Energieträgern führen. Mecklenburg-Vorpommern (MV) gilt bei diesem Vorhaben bundesweit als Vorreiter. Hinsichtlich der Energieerzeugung aus Anlagen der Wind-, Solar- sowie Bioenergie verfügt Mecklenburg-Vorpommern sowohl über eine gute Ausgangsbasis als auch bestehende Ausbaupotenziale. Herausfordernd bei der Implementierung erneuerbarer Energien in bestehende Infrastrukturen ist die volatile Bereitstellung thermischer und elektrischer Energie. Im Projekt biogeniV steht die Verwertung biogener Abfälle im Mittelpunkt. Dabei sollen Marktakteure miteinander vernetzt sowie räumliche und strukturelle Besonderheiten der Region optimal genutzt werden. Dieses Projekt wird im Rahmen der BMBF Programmfamilie „Innovation & Strukturwandel“ in einer zweiten Auswahlrunde Bündnisse, die neue Impulse in strukturschwachen Regionen setzen, gefördert. Dies soll zur Stärkung der regionalen Innovationsfähigkeit beitragen und langfristig auch Perspektiven für Wertschöpfung und Beschäftigung schaffen. Bei der Debatte um die energetische Nutzung organischer Substrate stehen häufig Energiepflanzen im Vordergrund und die damit verbundene Teller-Tank-Diskussion. Biogene Reststoffe werden oft nicht als gleichwertiger Teil der Bioenergie wahrgenommen (Agentur für Erneuerbare Energien e.V. 2013). Daher sind die Verwertungspotentiale biogener Reststoffe bei weitem noch nicht ausgeschöpft.

Die Ziele der Landesregierung umfassen den Stopp des Abbaus endlicher Energieträger, die Etablierung einer nachhaltigen Energiewirtschaft, die Verbesserung der Reststoffnutzung sowie ab 2020 die zunehmende Marktetablierung biogener Kraftstoffe der II. Generation als langfristige Option.

Die Bestandsinfrastruktur mit seinen Anlagen ist bisher nicht für die steigende Nutzung von Reststoffpotenzialen mit räumlich und zeitlich stark schwankenden Substratmengen und -eigenschaften ausgelegt (Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern 2015). Daher bestehen Entwicklungspotenziale in der Forschung und Entwicklung komplexerer Energieversorgungsstrukturen, der Vielfalt an Energieerzeugungsanlagen, zu entwickelnder Energiespeichertechnologien (Übertragungs-, Verteiler-, Haushaltsnetz) sowie chemischen Energieträgern.

2 Biogene Reststoffe in Mecklenburg-Vorpommern

Biomasse kann pflanzlichen und tierischen Ursprungs sein. Sie kann eigens für die energetische Verwertung angebaut werden oder fällt als Abfall oder Nebenprodukt, als sog. Reststoff an. Die Nutzung von Biomasse ist ein wichtiger Faktor für einen nachhaltigen Bioenergiemarkt in Mecklenburg-Vorpommern.

Jedes Jahr wird hier auf mehr als 500.000 ha Biomasse für verschiedene stoffliche und energetische Verwertungspfade produziert.

Die Herkunft biogener Reststoffe kann äußerst vielfältig sein, wie in folgender Abbildung dargestellt.

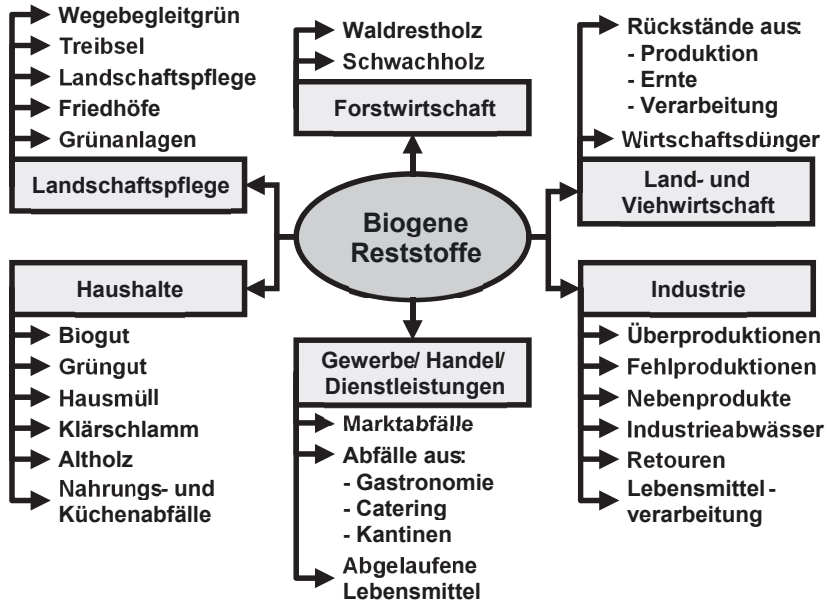


Abb. 1: Quellen biogener Reststoffe (Grafik: Jan Sprafke, Universität Rostock)

Die in dieser Studie betrachtete Region umfasst die östlichen Landesteile mit den Landkreisen Mecklenburgische Seenplatte (LK MSE), Vorpommern-Rügen (LK VR) sowie Vorpommern-Greifswald (LK VG). Die Projektregion umfasst somit 54 % der Landesfläche (MV).

Mecklenburg-Vorpommern ist ein Agrarland. Die landwirtschaftlich genutzte Fläche beansprucht ca. 1,36 Mio. ha des Landes (Ministerium für Landwirtschaft und Umwelt). Danach werden 63,9 % der gesamten Bodenfläche in MV landwirtschaftlich genutzt. (Werner 2004). MV besitzt damit die zweitgrößte Agrarfläche gemessen an der regionalen Gesamtbodenfläche.

Die Landwirtschaft ist vielseitig aufgestellt, dennoch liegt der Schwerpunkt im Pflanzenbau auf der Produktion von Getreide und Ölfrüchten, die über 75 % der Ackerbauflächen einnehmen. (Ministerium für Landwirtschaft und Umwelt)

Darüber hinaus werden Kartoffeln, Zuckerrüben und Futterpflanzen angebaut. Weitere landwirtschaftlich genutzte Flächen beansprucht der Anbau von ertrag-

reichen Energiepflanzen wie Mais und schnellwachsenden Hölzern aus Kurzumtriebsplantagen (KUP).

Die Tierproduktion in MV zeigt tendenziell einen stagnierenden Trend. Die Rinderhaltung ist durch einen Rückgang von 3,6 % (477.683 Tiere) im Jahr 2020 gegenüber dem Vorjahr gekennzeichnet. Der Schweinebestand ist im selben Zeitraum um 1,6 % (799.200 Tiere) angestiegen (Statistisches Amt MV). Gleichzeitig ist zwischen 2010 und 2018 MV eines der wenigen Bundesländer in dem ein Anstieg von ca. 5 % der landwirtschaftlichen Betriebe zu verzeichnen war. (Agrar-Atlas, 2019)

Biogene Reststoffe aus der Landwirtschaft

Für den Einsatz biogener Reststoffe aus der Landwirtschaft sind neben den produzierten Gesamt mengen die Reststoffmengen, die wieder in den Nährstoff- und Energiekreislauf zurückfinden zu berücksichtigen. So werden Pflanzenrückstände wie Getreidestroh zur Gründüngung auf den Feldern belassen und tierische Exkremente auf die landwirtschaftlichen Flächen aufgebracht. Für die energetische Nutzung kommen daher nur die darüber hinaus verbleibenden Stoffmengen in Betracht.

Biogene Reststoffe aus der Nutztierhaltung

Die Nutztierhaltung in Mecklenburg-Vorpommern gehört zu den intensivsten in ganz Deutschland. Während im Bundesdurchschnitt in Schweinemast- und Zuchtanlagen 1.000 Tiere gehalten werden, sind es in MV 4.700 Tiere. Der Strukturwandel in Viehhaltung und Fleischproduktion, besonders in der Schweine- und Geflügelhaltung ist in dieser Region besonders spürbar. So befinden sich im Landkreis Vorpommern-Greifwald die größte Rinder- (18.470 Tiere) und Schweine- (19.058 Tiere) sowie die zweitgrößte Sauenanlage (10.458) in MV. Im Landkreis Vorpommern Rügen befindet sich die größte Hähnchenmastanlage (966.000 Tiere) und im Landkreis Mecklenburgische Seenplatte die größte Sauen- sowie die größte und zweitgrößte Junghennenanlage in MV. (Heinrich-Böll-Stiftung MV, 2016).

In Anbetracht der wachsenden Betriebsgrößen bietet sich ein großes Potential für den Ausbau der energetischen Verwertung durch betriebseigene Biogasanlagen in der Region. Insbesondere in Hinblick auf die notwendige Reduktion klimaschädlicher Gasemissionen sind neben angepasster Düngungsmethoden auch die Behandlung durch Vergärung in einem Fermenter für den Klimaschutz förderlich. (FNR, 2016)

Biogene Reststoffe aus privaten Haushalten

In Haushalten entstehende organische Abfälle werden mit dem Hausmüll, Bio-tonne oder Grüngutsammlung (Holsysteme) und durch Selbstanlieferungen auf

Wertstoffhöfen (Bringsysteme) erfasst. Dabei ergibt die Summe aus Bio- und Grüngut das Gesamtaufkommen an getrennt erfassten organischen Abfällen.

Im Sinne des Kreislaufwirtschaftsgesetzes können die einzelnen Komponenten biogener Reststoffe sowohl stofflich als auch energetisch verwertet werden. Die ordnungsgemäße und schadlose Entsorgung/Verwertung biogener Reststoffe obliegt dem jeweiligen öffentlich-rechtlichen Entsorgungsträger unter Berücksichtigung der regionalen Kreislaufwirtschaft sowie geltender gesetzlicher und infrastruktureller Rahmenbedingungen. In der betrachteten Region wird vor allem holzige Biomasse in Heiz(kraft)werken bzw. Energiepflanzen zusammen mit landwirtschaftlichen Reststoffen oder industriellen Bioabfällen in Biogasanlagen eingesetzt. Mehrere Biogasanlagen bereiten Biogas zu Biomethan auf (z. B. in Stralsund). Im Zuge der Verwertung biogener Reststoffe existieren eine Reihe von biomasse- und reststoffverarbeitenden Betrieben im Bundesland MV.

Die Verwertung biogener Abfälle aus Haushalten ist in MV regional unterschiedlich ausgeprägt. Der Landkreis Vorpommern-Greifswald beispielsweise hat die Biotonne flächendeckend noch nicht eingeführt und kommunaler Bioabfall wird ausschließlich kompostiert. Hochwertigere Verwertungspfade bzw. lukrative Produkte für den Markt sind nach Einschätzung der Akteure bisher nicht wirtschaftlich bzw. ggf. nicht identifiziert. Demgegenüber existiert seit den 1990er Jahren im Landkreis Vorpommern-Rügen eine vorbildliche Bioguterfassung mittels Biotonne. Nach der Kreisgebietsreform ist die Biotonne flächendeckend im Kreisgebiet eingeführt worden. Aktuell werden über 25.000 t Bioabfall pro Jahr erfasst. Tendenziell werden mittelfristig über 30.000 t/a erreicht. Die Pro-Kopf-Erfassung liegt damit deutlich über 100 kg/E/a. Die Bioabfallmengen haben sich generell im Untersuchungsgebiet über die letzten Jahre erhöht.

In Mecklenburg-Vorpommern wurden im Jahr 2018 insgesamt 124.779 t organische Abfälle aus Haushalten gesammelt.

Sonstige biogene Reststoffe aus der Projektregion

Weitere Quellen biogener Reststoffe sind Treibsel/Seegras aus den Küstenbereichen, Landschafts-/Gewässerpflegematerial aus entsprechenden Bewirtschaftungen und Klärschlamm. Das Aufkommen von Treibsel/Seegras wird von Witterungsbedingungen (Temperatur, Strömung) entscheidend beeinflusst. Die Schwankungsbreite des Aufkommens an der Ostseeküste der Landkreise VR und VG beträgt jährlich von einigen hundert bis mehrere tausend Tonnen. Eine zuverlässige Planungsgröße besteht daher nicht; auch das Energiepotenzial dieses Stoffstromes ist spezifisch gering. Gleichwohl kann im Standortkonzept die Trocknung von Treibsel/Seegras aus verfügbarer Niedertemperaturwärme in Betracht gezogen werden.

Die dezentrale Nutzung von Fischen, Meeresfrüchten und Algen aus Aquakultur wird seit Jahren vorangetrieben. Der anfallende nährstoffhaltige Schlamm kann

auf landwirtschaftlichen Flächen oder in einer Biogasanlage verwertet werden. Beispiele für regionale Anbieter bzw. Anlagen in bzw. aus MV sind die Garne-lenfarm Grevesmühlen, Welszucht von PAL Aquakultur Abtshagen und das welt-weit erste Gebäude mit einer Bioreaktorfassade das Algenhaus BIQ (mele®).

3 Biogasanlagen und Biogasnutzung

Dank des im Jahr 2000 eingeführten Erneuerbare-Energien-Gesetz hat der Ausbau der Stromerzeugung aus Biomasse massiv zugenommen. Die Erneuer-bare-Energien-Gesetz Novelle aus 2004 (Einführung des NawaRo-Bonus) hat es ermöglicht, dass „landwirtschaftliche Biogasanlagen“ sehr stark ausgebaut wurden. Im Jahr 2019 gab es in Deutschland bereits rund 9.500 Biogasanlagen. Seit dem Jahr 1992 nimmt die Anzahl der Biogasanlagen jährlich zu, wobei der Zubau in den letzten Jahren bereits erheblich abnahm.

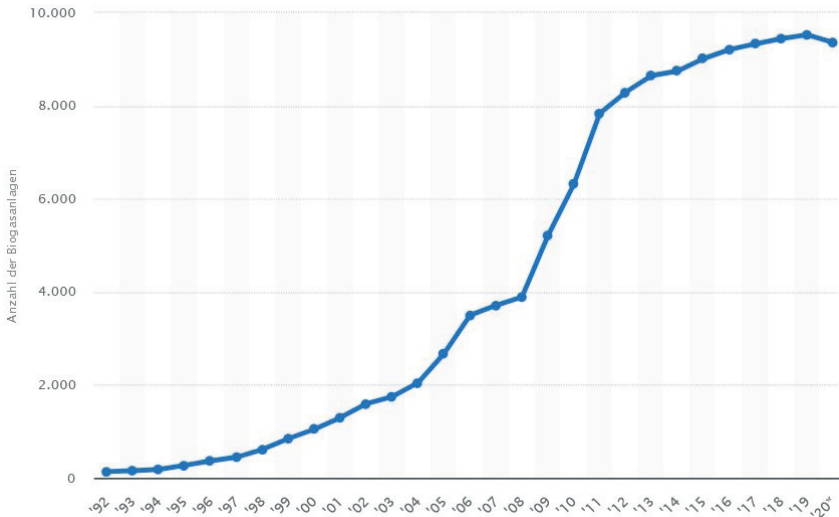


Abb. 2: Anzahl der Biogasanlagen in Deutschland in den Jahren 1992 bis 2020 (statista.de)

Der hohe Entwicklungsgrad der Biogasanlagenbautechnologie hat es ermöglicht, dass Deutschland zum weltweiten Vorreiter im Bereich moderner Biogasanala-gen wurde. Mit über 9.000 Anlagen hat dieser Markt mit großer Wahrscheinlich-keit eine Sättigung erreicht, deswegen sind neue Biogasumsetzungswege wie Biogasaufbereitung zu Biomethan, Herstellung von Bio-CNG, Bio-LNG sowie der Technologieexport in andere Länder sehr wichtig.

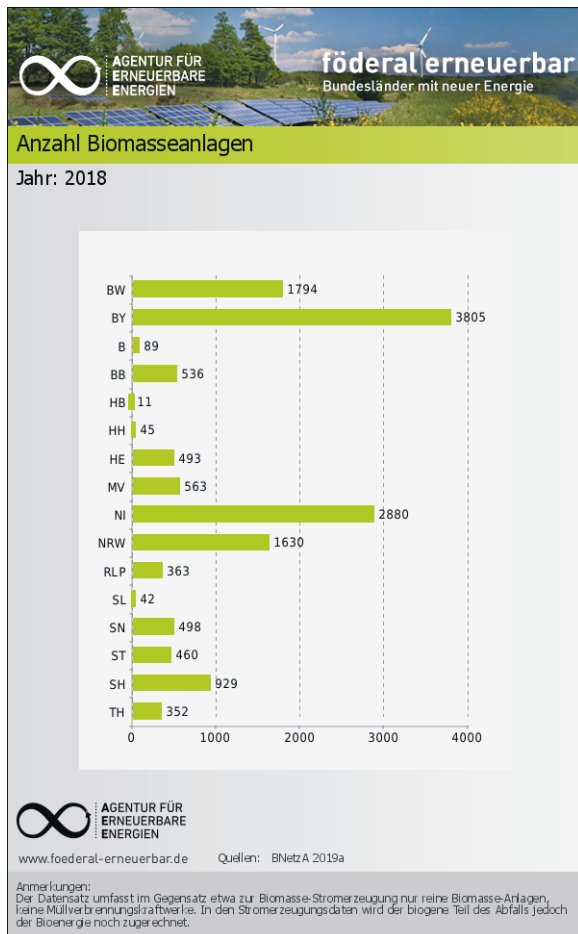


Abb. 3 Anzahl Biomasseanlagen nach Bundesland Bezugsjahr 2018

Mecklenburg-Vorpommern ist das Bundesland mit der höchsten Quote an erneuerbaren Energien. Auch im Bereich Biogas hat MV als Land mit der höchsten Quote an großen, industriellen Biogasanlagen eine Vorreiterrolle. So stehen die größten Biogasparks der Welt in MV. Die Verteilung von Biogasanlagen in der Zielregion des Vorhabens biogeniV ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

In Abb. 4 sind die vorhandenen Biogasanlagen in der Projektregion biogeniV sowie die beteiligten Projektpartner Hansestadt Anklam, Cosun Beet Company (Zuckerfabrik) Anklam und Leibniz-Institut für Plasmaforschung und Technologie Greifswald dargestellt.

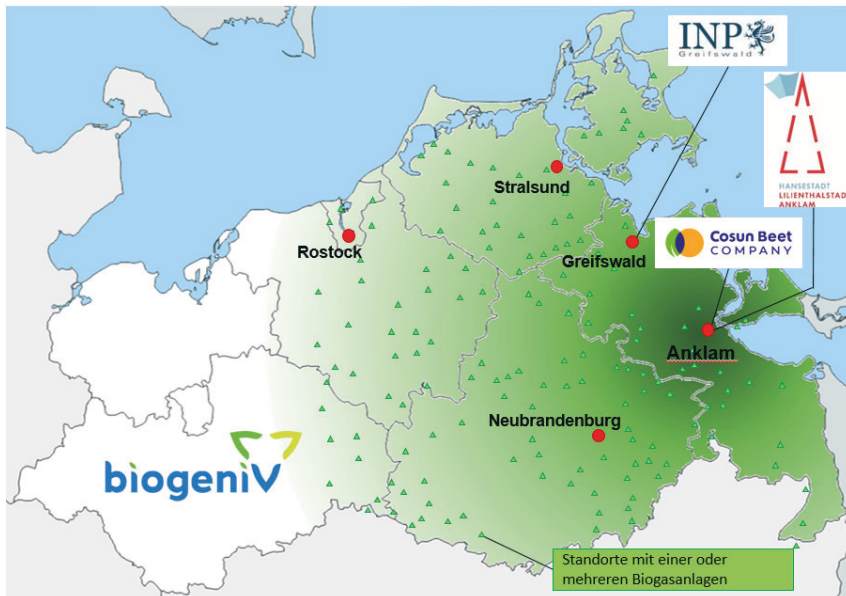


Abb. 4 Biogasanlagen in Mecklenburg-Vorpommern (Projektregion biogeniV)

Verstromung versus Gaseinleitung und Korrelation mit Anlagengröße

Zum Großteil wird das erzeugte Biogas in einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (Blockheizkraftwerk) in elektrische und thermische Energie umgewandelt. Die Größe dieser Anlagen variiert stark und reicht von 25 kWel in Kleinstanlagen bis mehreren MW installierter elektrischer Leistung in Großanlagen im Industriemaßstab, wobei die am stärksten verbreitete kleine Biogasanlagengröße 75 kWel beträgt.

Neben der Verstromung kann das Biogas in Erdgasqualität aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist werden. Die Größe dieser Anlagen wird in Normkubikmeter eingespeistes Biomethan pro Stunde gemessen und deckt ein Bereich vom 450 Nm³/h bis zu 2.000 Nm³/h in großen Anlagen ab. In den letzten Jahren hat sich durch den Einsatz der Membrantechnologie das Potential des technisch machbaren Mindestumsatzes an Biomethan nach unten zum Teil bis in Größenordnungen von 50 Nm³/h verschoben. Nach Reinigung bzw. Aufbereitung kann das Biomethan auch als Kraftstoff eingesetzt werden (verdichtet als Bio-CNG oder verflüssigt als Bio-LNG).

Die Prognosen zeigen, dass Biomethan, Bio-LNG und Bio-CNG weiter eine immer größere Rolle auf dem Welt-Energiemarkt spielen.

Bedarf an Biogas im Gasnetz

In Deutschland aufbereitetes Biogas (Biomethan) darf ins Erdgasnetz eingespeist werden und mittels virtueller Berechnung an beliebigen Standorten mit Zugang zum Erdgasnetz bezogen und verwendet werden. Das Erdgasnetz kann als physikalischer oder bilanzieller Gasspeicher dienen. Laut Studien sollten schon im Jahr 2021 über zwölf Milliarden Kubikmeter gereinigtes Biogas (Biomethan) aus Gülle, Mist und Energiepflanzen produziert werden. Diese Menge entspricht etwa zehn Prozent des aktuellen Erdgasverbrauchs in Deutschland. Unter diesen Annahmen wird die Nahrungsmittelproduktion nicht beeinflusst, da nur zusätzliche Ackerflächen für die Energieproduktion berücksichtigt wurden.

Biogas besteht aus bis zu 60 % Methan, der Rest ist hauptsächlich CO_2 . Ein wesentliches Element bei der Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität ist daher die Entfernung von CO_2 . Um die Emission von CO_2 in die Atmosphäre zu vermeiden und es nutzen zu können, ist es möglich, dass dem Biogas entzogene CO_2 zurückzugewinnen. Diese Technologie ist relativ neu und daher kostenintensiv. Die Wirtschaftlichkeit der Installation einer CO_2 -Rückgewinnungsanlage für den gewerblichen Einsatz beginnt bei 700 Nm^3 pro Stunde.

Biogastankstellen

Eine Alternative bzw. Ergänzung zu den dezentral verfügbaren Biogasanlagen sowie potenziellen mobilen Biogasanlagen stellt die Errichtung von Biogastankstellen dar. Dadurch lässt sich der Investitions-, Betriebs-, Logistik- und Vertriebsaufwand für die Verwendung von aufbereitetem Biogas (Bio-CNG) außerhalb des Erdgasnetzes reduzieren bzw. komplett umgehen. Insbesondere landwirtschaftliche Fahrzeuge lassen sich ohne viel Aufwand zu einem Betrieb mit Bio-CNG umrüsten. Dadurch erhält der landwirtschaftliche Betrieb selbst als auch die umlegende kommunale Struktur die Möglichkeit, die Mobilität autark, lokal und klimaneutral zu gestalten. Eine logische Konsequenz ist die Befreiung des Biokraftstoffes von der CO_2 -Steuer.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Die stoffliche und energetische Verwertung biogener Reststoffe ist die Zukunft für die Umsetzung einer echten Kreislaufwirtschaft.

Folgende Aufgaben sind dabei anzugehen:

- Vermeidung von klimaschädlichen unnutzbaren Gasen
- Optimierte Verwertung der bereits erfassten biogenen Reststoffe
- Lokale Verwertung von noch nicht genutzten biogenen Reststoffe (regionale Verbindung von Aufkommen und Verwertung)
- Internationale Bündnisse und weltweite Vermarktung des regionalen Knowhows von Verwertungstechnologien.

Speziell Regionen in Staaten mit einer ähnlichen ökologischen Infrastruktur wie einem hohen Aufkommen an Biomasse und biogenen Reststoffen eignen sich ideal für eine bilaterale Kooperation. Das Konsortium empfiehlt dazu z. B. den Süden von Brasilien mit den Bundesstaaten Rio Grande do Sul und Santa Catarina. Dort wird hauptsächlich Reis und Mais angebaut sowie Rinder, Schweine und Hühner gezüchtet. Die Partner BNU, mele® und enviMV haben seit vielen Jahren Projekterfahrungen im Bereich der stofflichen und energetischen Verwertung von (biogenen) Abfällen und ein sehr gutes Netzwerk zu Unternehmen, Universitäten und Verbänden. Mit der PUCRS aus Porto Alegre mit ca. 30.000 Studenten, dem Umweltministerium des Bundesstaates Rio Grande do Sul, dem Abfallzweckverband proamb und der Wirtschaftsförderung FIERGS wurden bereits verschiedene Projekte umgesetzt und Vertreter aus Brasilien waren über die letzten Jahre in Anlagen, Unternehmen und Institutionen in MV bereits zu Besuch.

Vorschläge für Projekte mit Brasilien (Auswahl Bundesstaat Rio Grande do Sul):

- Dezentrale Erfassung von biogenen Reststoffen aus der Tier- und Pflanzenproduktion (Mais, Soja, Gülle) zur Verwertung in Biogasanlagen
- Vorschläge für Projekte mit Afrika (Auswahl Land Ghana):
- Dezentrale Erfassung von biogenen Reststoffen aus der Früchteproduktion (Mango, Bananen)
- Erfassung, Behandlung und Verwertung von Abwasser von Haushalten
- Vorschläge für Projekte mit China (Auswahl Provinz Guangdong):
- Erfassung und Verwertung von Grünschnitt aus der Landschaftspflege

Für den Strukturwandel ist es notwendig, die Diversifizierung der Wirtschaft des östlichen Vorpommerns weiter konsequent zu verfolgen, umzusetzen und dies nicht nur den regionalen Wirtschaftsförderungsinstitutionen zu überlassen. Dazu wurden diverse Ansätze zu den Verwertungspfaden in der Studie aufgezeigt.

Die in diesem Vorhaben gewonnenen Erkenntnisse, Technologien, Produkte, Netzwerke und Märkte erlauben den in der Region Vorpommern tätigen Unternehmen, weltweit neue Märkte zu erschließen und Umsätze zu generieren. Dies sorgt für Arbeitsplätze und Schaffung von Innovationen in der strukturschwachen Region Vorpommern. Insbesondere in Regionen mit wenig vorhandener Infrastruktur (keine Gasnetze, keine Stromnetze bzw. schlechte Verfügbarkeit) wie Lateinamerika, Afrika und Südostasien lassen sich die gewonnenen Erkenntnisse zur dezentralen Verwertung biogener Reststoffe umsetzen. Weiterhin plant die mele®-Gruppe die Entwicklung von Biogasprojekten und Behandlungsanlagen von Reststoffen in Europa, im Nahen Osten, um ökologische Alternativen zur Energieerzeugung bei gleichzeitiger Reduktion des CO₂-Fußabdruckes. In den nächsten zehn Jahren erwartet die mele® Gruppe über 20 internationale Projekte in diesen Regionen, in Größenordnungen von 500.000 EUR bis hin zu zweistelligen Millionenbeträgen.

Literatur/Quellen

- Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus Mecklenburg-Vorpommern 2009: Energie aus Abfall in Mecklenburg-Vorpommern, Schwerin
- Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus Mecklenburg-Vorpommern 2020: Gesamtstrategie „Energieland 2020“ für Mecklenburg-Vorpommern, Schwerin
- Ministerium für Wirtschaft, Bau und Tourismus Mecklenburg-Vorpommern 2016: Abfallwirtschaftsplan Mecklenburg-Vorpommern 2015, Schwerin
- Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern 2015: Energiepolitische Konzeption für Mecklenburg-Vorpommern, Schwerin
- Regionaler Planungsverband Vorpommern 2014: Regionales Entwicklungskonzept Vorpommern, Teil 2: Kommunale Potenziale Erneuerbarer Energien und Teilhabe, Greifswald
- BUND Landesverband Mecklenburg-Vorpommern 2013: Ökologische Kriterien bei der Nutzung landwirtschaftlicher Bio-Masse für Bio-Gas-Anlagen, Schwerin
- Ministerium für Energie, Infrastruktur und Digitalisierung 2018: Energie- und Co₂-Bericht 2017-2018, Schwerin
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2019: Vergleich der Bundesländer: Analyse der Erfolgsfaktoren für den Ausbau der Erneuerbaren Energien 2019, Berlin und Stuttgart
- Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie Mecklenburg-Vorpommern 2020: Daten zur Abfallwirtschaft 2018
- Agentur für Erneuerbare Energien e. V. 2013: Reststoffe für Bioenergie nutzen – Potenziale, Mobilisierung und Umweltbilanz, Berlin
- Statistisches Bundesamt (2019): Statistisches Jahrbuch, Deutschland und Internationales 2019
- Ministerium für Landwirtschaft und Umwelt 2020: Statistisches Datenblatt 2020
- KTBL 2018: Faustzahlen für die Landwirtschaft, Darmstadt
- Umweltbundesamt 2019: Aktuelle Entwicklung und Perspektiven der Biogasproduktion aus Bioabfall und Gülle, Dessau-Roßlau
- FNR 2009: Gärrestaufbereitung für eine pflanzenbauliche Nutzung – Stand und F+E-Bedarf, Gülzower Fachgespräche
- Ministerium für Landwirtschaft und Umwelt 2020: Bericht zur Abgabe und Aufnahme von Wirtschaftsdüngern, Bioabfällen und Klärschlämmen Mecklenburg-Vorpommern 2018 (Nährstoffbericht), Schwerin 2020
- DüV 2017

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Kontakt

Dipl.-Kffr. Silvia Kohlmann, Geschäftsstellenleiterin

enviMV e.V. Umwelttechnologienetzwerk, Petridamm 26, 18146 Rostock

☎ +49 (0)172.99 806 79 | ✉ info@envimv.de

🌐 www.envimv.de

Güllemanagement an Biogasanlagen

Ergebnisse einer aktuellen Umfrage unter Biogasanlagenbetreibern in Deutschland

Zusammenfassung: Die hier präsentierten Daten wurden im Rahmen des vom Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) geförderten Forschungsprojektes „Energetische Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe in Deutschland und China“ (ChinaRes) (FNR/BMEL FKZ 22025816) aufgenommen.

Die Datenerhebung zum aktuellen Stand des Güllemanagements an Biogasanlagen (BGA) in Deutschland erfolgte mittels schriftlichem Fragebogen im Frühjahr 2020 für das Bezugsjahr 2019. Im Fokus standen (a) der Substratinput und die Gülle-
nutzung zur Biogasproduktion, (b) Entmistung im Stall (c) Zeitspanne zwischen Aufkommen der Gülle und Einbringung in die BGA und (d) die Baukosten der Biogasanlagen.

Im Ergebnis werden massebezogen rund 50 % Exkremente als Input in BGA verwendet. Als häufigstes Entmistungssystem in Ställen wurden Spaltenböden genannt. In 60% der Betriebe lagert die Gülle 7 Tage oder deutlich kürzer bis zur Einbringung in die BGA. Die spezifischen Baukosten (EUR/kW_{el} installiert) waren bei kleinen BGA bis 75 kW_{el} mit hohem Gülleanteil aufgrund der geringen Energiedichte der Gülle und der ökonomischen Skaleneffekte am höchsten.

Abstract: The data presented here were collected within the research project "Energetic utilisation of agricultural residues in China and Germany" (ChinaRes) (funding code 22025816), funded by the Federal Ministry of Food and Agriculture (BMEL) via the Agency for Renewable Resources (FNR).

The data acquisition of the current state of manure management linked to biogas plants (BGP) in Germany was carried out via a written survey in spring 2020 for the reference year 2019. The focus was on (a) substrate input and manure use for biogas production, (b) manure removal systems (c) storage period of manure before utilization for biogas production, and (d) construction costs of biogas plants.

As a result, the mass-related input of BGP consists of approx. 50 % excrements. Slat-
ted floor systems are predominant in barns. The storage period of manure in/beside barns before use in BGP is up to 7 days in 60 % of the cases. The specific construction costs (EUR/kW_{el}) were higher for small-scale biogas plants with a high share of excrements due to the low energy density of liquid manure and the economies of scale.

1 Einleitung

Durch die Nutzung von tierischen Exkrementen zur Biogas­erzeugung können erneuerbare Energie gewonnen und gleichzeitig Emissionen reduziert werden. Im Zuge der jährlich durchgeführten Betreiberbefragung des DBFZ wurden neben Daten zum Anlagenbetrieb und Substratinput weiterführende Aspekte hinsichtlich des Gülle­managements im Rahmen des Projekts „Energetische Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe in Deutschland und China“ (ChinaRes) (FNR/BMEL FKZ 22025816) erfasst. Ziel war es dabei, neben Daten zum Biogasbetrieb auch Informationen zum landwirtschaftlichen Betrieb und Aspekte des Gülle­managements zu erheben. Es erfolgt die Darstellung ausgewählter Ergebnisse der Befragung (a) zum Substratinput und zur Biogasproduktion aus Exkrementen, (b) zur Entmistung im Stall (c) zur Zeitspanne zwischen Aufkommen der Gülle und Einbringung in die BGA und (d) zu den Baukosten der Biogasanlagen.

2 Vorgehensweise

Die dargestellten Ergebnisse basieren auf Auswertungen der jährlichen Betreiberbefragung des DBFZ. Ziel der Befragung war es, neben Daten zum Biogasbetrieb auch Informationen zum landwirtschaftlichen Betrieb und Aspekte des Gülle­managements zu erheben. Die Befragung wurde als schriftliche Befragung mittels teilstandardisiertem Fragebogen im Frühjahr 2020 für das Bezugsjahr 2019 durchgeführt. Der Fragebogen wurde an rund 6.400 Biogasanlagenbetreiber landwirtschaftlicher Biogasanlagen (Vor-Ort-Verstromung) versandt.

Für die Auswertung stehen 630 Rückmeldungen von Anlagenbetreibern landwirtschaftlicher Biogasanlagen zur Verfügung. Das entspricht einer Rücklaufquote von rund 10 %, mit regionalen Unterschieden. Vergleichsweise geringe Rücklaufquoten zwischen 6 und 8 % wurden für Mecklenburg-Vorpommern, Saarland und Baden-Württemberg verzeichnet. Demgegenüber lag der Rücklauf in Sachsen, Thüringen, Bayern und Hessen bei über 10 %. Ausgehend von einem Gesamtanlagenbestand von rund 8.480 landwirtschaftlichen Biogasproduktionsstandorten Ende 2019 stehen somit etwa 7,4 % des landwirtschaftlichen Biogasanlagenbestandes für die Auswertung zur Verfügung. Es ist zu beachten, dass nicht immer für alle Befragungspunkte eine vollständige Beantwortung durch alle Befragungsteilnehmer erfolgte. Zudem ist für die Interpretation der nachfolgend dargestellten Befragungsergebnisse zu beachten, dass sich die im Rahmen der Befragung erfassten Leistungsangaben auf die installierte Gesamtleistung einer Betriebsstätte beziehen. Abbildung 1 zeigt die regionale Verteilung des Versands und Rücklaufs der Betreiberbefragung 2020.

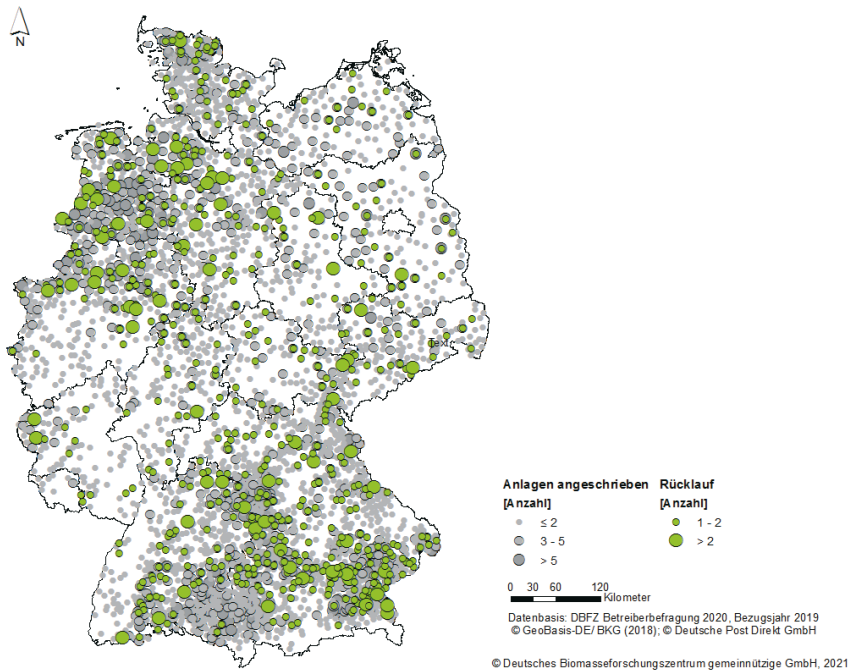


Abb. 1: Betreiberbefragung 2020 - regionale Verteilung von Versand und Rücklauf
 (Betreiberbefragung DBFZ 2020)

Tabelle 1 zeigt eine Verteilung des Rücklaufs differenziert nach installierter Anlagenleistung der für die Auswertung zur Verfügung stehenden Biogasproduktionsanlagen im Vergleich zum Gesamtbestand. Deutlich wird, dass vor allem Anlagen im Leistungsbereich $> 500 \text{ kW}_{\text{el}}$ für die Auswertung zur Verfügung stehen. Dies bildet die Größenklassenverteilung des Anlagenbestandes gut ab, wobei Anlagen im größeren Leistungsbereich etwas überrepräsentiert sind. Es ist zu berücksichtigen, dass die Leistungsklassenverteilung infolge der Leistungserhöhung für Flexibilisierung in den vergangenen Jahren dynamisch ist.

Tab. 1: Verteilung des Rücklaufs der DBFZ Betreiberbefragung 2020 differenziert nach Leistungsklassen im Vergleich zum Gesamtbestand, Anlagenbestand 2019: Datenbank DBFZ, Stand 08/2020

Install. Gesamtanlagenleistung	Anzahl	Verteilung der Rückläufe [%]	Anlagenbestand, Anteil Biogasproduktionsanlagen [%]
$\leq 75 \text{ kW}_{\text{el}}$	71	11,3	11,7
76-150 kW_{el}	21	3,3	5,6
151-300 kW_{el}	70	11,1	14,0
301-500 kW_{el}	129	20,5	23,1
501-1.000 kW_{el}	181	28,8	29,2
$> 1.000 \text{ kW}_{\text{el}}$	157	25,0	16,4

Die für die Auswertung zur Verfügung stehenden Rückmeldungen der Befragung bilden den Anlagenbestand in Deutschland sowohl hinsichtlich der räumlichen Verteilung als auch der abgebildeten Größenklassen gut ab.

3 Ausgewählte Ergebnisse

In Hinblick auf Emissionsreduktionen in der Landwirtschaft leistet die Biogasgewinnung verglichen mit einer konventionellen offenen Güllelagerung einen wesentlichen Beitrag zur Minderung der Treibhausgasemissionen. Hierbei sind jedoch unterschiedliche Aspekte im Bereich des Güllemanagements, der Betriebsführung und anschließenden Gärrestlagerung wesentliche Kenngrößen für die realisierte Emissionsminderung am Standort. Die im Folgenden dargestellten Ergebnisse zu ausgewählten Aspekten der Güllenutzung und des Güllemanagements an Biogasanlagen sind auf das Jahr 2019 bezogen.

3.1 Substratinput und Güllenutzung zur Biogasproduktion in Deutschland

Die überwiegende Mehrheit der Biogasanlagen in Deutschland wird auf Basis tierischer Exkremente wie Gülle und Festmist sowie nachwachsender Rohstoffe betrieben. Derartige landwirtschaftliche Biogasanlagen machen rund 96 % des Anlagenbestandes – bezogen auf die Anlagen mit Vor-Ort-Verstromung – aus. Insgesamt sind Ende 2019 rund 8.480 landwirtschaftliche Biogasanlagen in Betrieb. Im Jahr 2019 nahmen tierische Exkremente (Gülle, Festmist) und nachwachsende Rohstoffe etwa 96 % der Substratinputströme in deutschen Biogasanlagen ein.

Abbildung 2 zeigt die Verteilung der eingesetzten Substratmengen in den landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Bezogen auf die eingesetzten Substratmengen liegt der Anteil tierischer Exkremente wie Gülle und Festmist bei rund 51 %. Diese werden an rund 92 % der landwirtschaftlichen Biogasanlagen eingesetzt, in unterschiedlichen Anteilen. Nachwachsende Rohstoffe machen rund 49 % der Einsatzmengen zur Biogasproduktion in landwirtschaftlichen Biogasanlagen

aus. Daneben werden in geringen Anteilen organische Reststoffe zur Biogasproduktion eingesetzt. Hinsichtlich der bereitgestellten Energiemengen verschiebt sich die Verteilung des Gesamtsubstrateinsatzes aufgrund höherer Gasausbeuten deutlich hin zu nachwachsenden Rohstoffen (Abb. 2). Etwa 81 % der Energiebereitstellung aus Biogas ist dabei auf den Einsatz nachwachsender Rohstoffe zurückzuführen, etwa 19 % auf Gülle und Festmist.

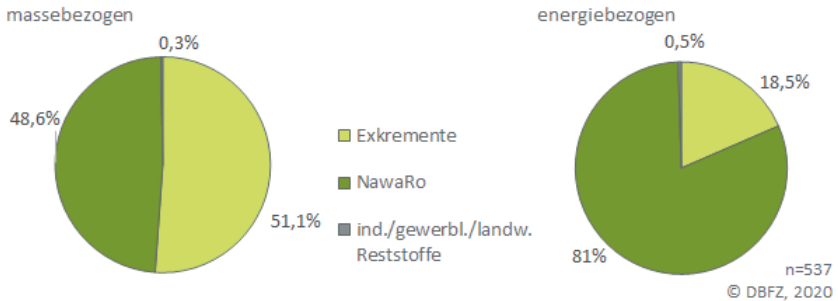


Abb. 2: Verteilung Substrateinsatz in landwirtschaftlichen Biogasanlagen 2019, masse- und energiebezogen (Betreiberbefragung DBFZ 2020)

Eine Differenzierung der zur Biogasproduktion eingesetzten tierischen Exkremente zeigt, dass Rindergülle die dominierende Inputgröße darstellt. Rund 66 % der eingesetzten Mengen tierischer Exkremente sind Rindergülle. Daneben finden vor allem Schweinegülle und Rinderfestmist Eingang in die Biogasproduktion.

3.2 Entmistung

Die an einem landwirtschaftlichen Betrieb angewandte Entmistungstechnik kann eine Kenngröße in Hinblick auf die Nutzbarmachung verfügbarer Substrate darstellen. Im Ergebnis der Betreiberbefragung zeigt sich, dass an Tierhaltungsbetrieben mit Biogasproduktion vorrangig Spaltenböden genutzt werden. Rund 72 % der Befragten geben an, dass an ihrem Betrieb Spaltenböden zum Einsatz kommen (ausschließlich oder in Kombination mit anderen Entmistungstechniken). Daneben spielen vor allem Schieber und Einstreu mit saisonaler Entmistung eine Rolle (vgl. Abb. 4).

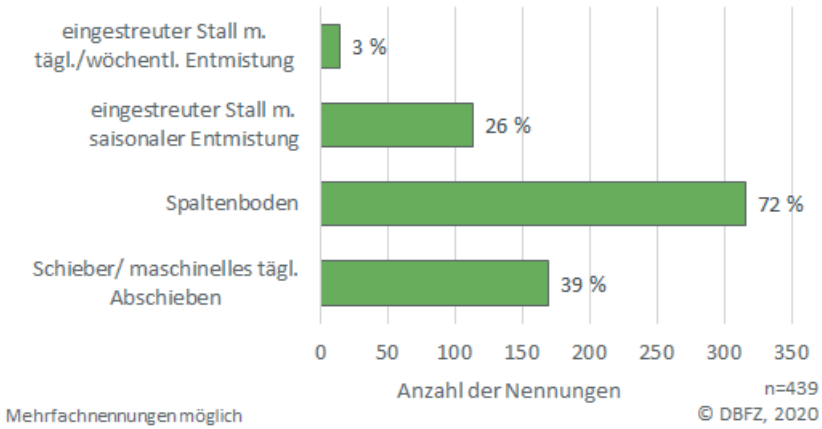


Abb. 3: Verteilung genutzter Entmistungstechniken an Standorten mit Biogasanlagen; Mehrfachnennungen möglich (Betreiberbefragung DBFZ 2020)

3.3 Zeitspanne zwischen Aufkommen der Gülle und Einbringung in die BGA

In Hinblick auf die Emissionsreduktion in der Landwirtschaft und dabei realisierte Emissionsminderung am Biogasanlagenstandort ist die Zeitdauer zwischen Anfall der Gülle und Einbringung der Gülle in die Biogasanlage eine wichtige Kenngröße. Im Ergebnis der Befragung zeigt sich hierbei ein differenziertes Bild. Nahezu gleichverteilt liegen die durch die Biogasanlagenbetreiber angegebenen Zeitspannen zwischen ≤ 24 h und > 7 d (vgl. Abb. 5). Rund 5 % der Betreiber geben an, dass die Lagerung zwischen Anfall und Einbringung von Gülle/Festmist je nach Substratart sehr unterschiedlich ist.

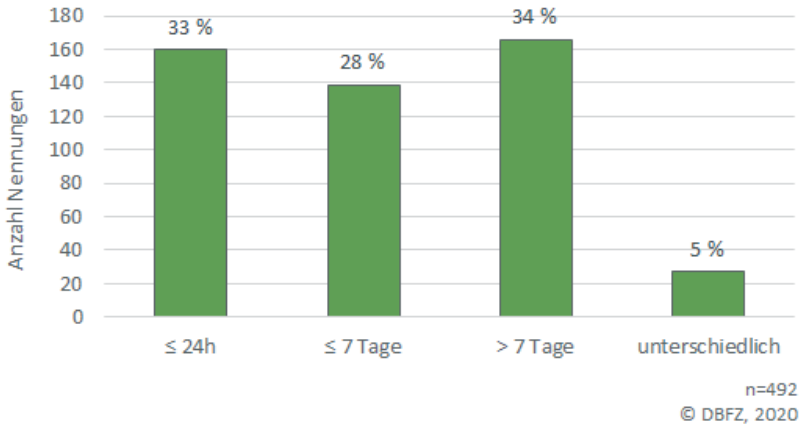


Abb. 4: Zeitspanne zwischen Gülleanfall und Einbringung in die Biogasanlage (Betreiberbefragung DBFZ 2020)

In Hinblick auf die Inputstoffe zeigt sich, dass Kombinationen unterschiedlicher tierischer Exkremente längere Lagerungszeiten zwischen Anfall und Einbringung in die Biogasanlage aufweisen. Der alleinige Input von Rindergülle und Rinderfestmist erfolgt mehrheitlich innerhalb von 24 h. Eine wesentliche Einflussgröße ist dabei der Zukauf und Transport von Substraten. Während Rindergülle und -festmist überwiegend am Standort der Biogasanlage anfallen, resultieren vielfältige Substratkombinationen oftmals auch aus Zukauf und Transport der entsprechenden Substrate. An Standorten mit Substratinput aus dem eigenen Betrieb geben rund 43 % der Anlagenbetreiber an, die anfallende Gülle/Festmist innerhalb von 24 h zur Biogasproduktion einzusetzen. Demgegenüber erfolgt die Einbringung tierischer Exkremente, die aus externen Betrieben zugeliefert werden mehrheitlich innerhalb einer Woche nach Anfall am landwirtschaftlichen Betrieb.

3.4 Baukosten der Biogasanlage

Die Baukosten der Biogasanlage differenziert nach Substratmix (Gülle/NawaRo) der Biogasanlage zeigen, dass vor allem Biogasanlagen mit hohem Gülleanteil höhere Kosten aufweisen (vgl. Abb. 5). Dies ist einerseits damit zu begründen, dass güllebasierte Biogasanlagen vorrangig im kleinen Leistungsbereich betrieben werden und damit tendenziell höhere spezifische Baukosten aufweisen. Andererseits führt (unabhängig von der Anlagengröße) die niedrigere Produktivität pro Reaktorvolumen aufgrund der geringen Energiedichte von Gülle zu spezifisch höheren Kosten. Mit zunehmender Anlagengröße können mehrheitlich Baukosten unter 4.000 €/kW_{el} realisiert werden.

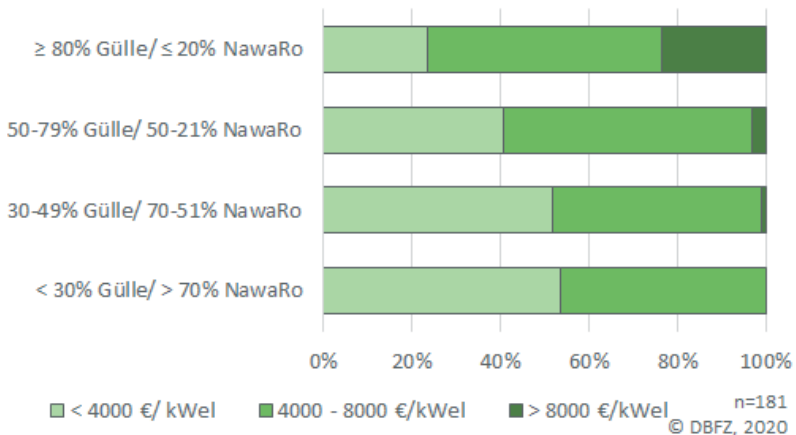


Abb. 5: Baukosten der Biogasanlage differenziert nach Substratinput
(Betreiberbefragung DBFZ 2020)

Eine Differenzierung der Baukosten nach Leistungsgröße der Anlagen zeigt deutliche Unterschiede. Während im kleinen Leistungsbereich, dominiert von güllebasiertem Substratmix, häufiger Baukosten über 8.000 €/kW_{el} erreicht werden, können mit zunehmender Anlagengröße mehrheitlich Baukosten unter 4.000 €/kW_{el} realisiert werden (vgl. Abb. 6).

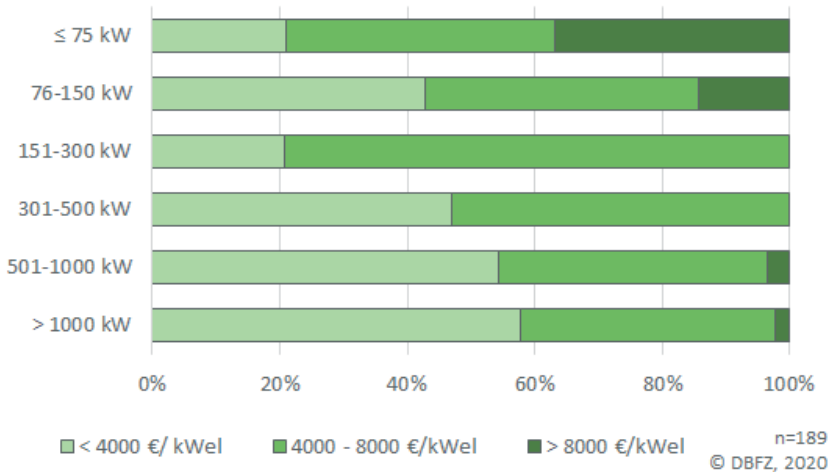


Abb. 6: Baukosten der Biogasanlage differenziert nach installierter Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2020)

4 Fazit

Die Ergebnisse der aktuellen Umfrage unter Biogasanlagenbetreibern in Deutschland zum Gülle-Management an Biogasanlagen zeigt einen guten Stand in Bezug auf die Emissionsvermeidung. Die Vergärung von Exkrementen spielt eine wichtige Rolle bei der Biogaserzeugung in Deutschland. Insbesondere die Verwertung lokal anfallender tierischer Exkremente ist infolge einer raschen Einbringung in die Biogasanlage hinsichtlich der realisierten Emissionsminderung am Anlagenstandort positiv zu bewerten. Es können weiterhin bestehende Potenziale ausgeschöpft werden.

Wenn aus rechtlicher (z.B. EEG-Boni, Genehmigung, Abdeckung, Leistung), technischer (z.B. robuste Rührtechnik, ausreichende Rohrquerschnitte) und betriebstechnischer Sicht (Verweilzeiten vs. Restgas/Emissionen) nichts gegen einen zusätzlichen Einsatz von energiereichen landwirtschaftlichen Reststoffen spricht, sollte dieser geprüft werden. So könnte schon mit einer geringen Erhöhung des Reststoffanteils das Reaktorvolumen besser ausgenutzt, mehr Biogas produziert und damit die spezifischen Kosten gesenkt werden.

Finanzierung

Das Forschungsprojekt ChinaRes wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft unter dem Förderkennzeichen 22025816 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Beitrags liegt bei den Autoren.

Danksagung

Die Autoren danken der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) für die Unterstützung des ChinaRes-Projektes als Projektträger und dem Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) für die Förderung desselben.

Kontakt

Dr. Britt Schumacher

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig

☎ +49 (0)341.2434-540 | ✉ Britt.Schumacher@dbfz.de
🌐 www.dbfz.de

Prof. Dr. mont. Michael Nelles

Universität Rostock, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät
Professur Abfall- und Stoffstromwirtschaft
Justus-von-Liebig-Weg 6, 18059 Rostock

☎ +49 (0)381.498-3400 | ✉ michael.nelles@uni-rostock.de
🌐 www.auf.uni-rostock.de

und

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig

☎ +49 (0)341.2434-112 | ✉ michael.nelles@dbfz.de
🌐 www.dbfz.de

Projekt Kombi-Max

Erschließung des verborgenen Potenzials von Gülle und Gärresten für die Biogaserzeugung

Zusammenfassung: Das vom europäischen Fonds für regionale Entwicklung geförderte Verbundprojekt „Kombi-Max“ befasste sich mit der Entwicklung, dem Bau und der anschließenden Erprobung eines kombinierten Ultraschall- und Kaltplasma-gerätes zur gezielten Modifikation von Suspensionen. Gemeinsam mit der Universität Rostock und dem Leibnitz-Institut für Plasmaforschung und Technologie e.V. wurde zunächst die grundlegenden Parameter in Labortests mit Funktionsmodellen (Ultraschall und Mikrowellenplasma) untersucht. Anhand der gewonnenen Ergebnisse konnte ein Reaktorgehäuse entworfen, gebaut und getestet werden, das den Anforderungen entspricht. Der Demonstrator dient zur Aufnahme der Hochleistungs-ultraschallschwinggebilde, der Plasmaerzeugungseinheiten und zweier Koppler. In der Erprobungsphase wurde der Demonstrator zunächst in Batch-Versuchen und später in einem Vor-Ort-Versuch an der Biogasanlage Sandhagen getestet. Seitens der Ultraschallquelle konnte PRE mit allen erzielten Ergebnissen nachweisen, dass ein störungsfreier Betrieb des Demonstrators möglich ist, sowie eine Erhöhung und Beschleunigung des Aufschlussgrades des organischen Materials in der Probe von bis zu 19-34 %.

Abstract: The joint project „Kombi-Max“, funded by the European Regional Development Fund, dealt with the development, construction and subsequent testing of a combined ultrasound and cold plasma device for the targeted modification of suspensions. Together with the University of Rostock and the Leibnitz Institute for Plasma Research and Technology e.V., the basic parameters were first investigated in laboratory tests with functional models (ultrasound and microwave plasma). Based on the results obtained, it was possible to design, build and test a reactor housing that meets the requirements. The demonstrator is used to house the high-power ultrasonic oscillators, the plasma generation units and two couplers. In the test phase, the demonstrator was first tested in batch trials and later in an on-site trial at the Sandhagen biogas plant. On the part of the ultrasonic source, PRE was able to demonstrate with all the results obtained that trouble-free operation of the demonstrator is possible, as well as an increase and acceleration of the degree of degradation of the organic material in the sample of up to 19-34 %.

1 Einleitung

Die Firma Power Recycling Energyservice GmbH (PRE) besteht seit 1995. Wir sind ein innovatives und breit aufgestelltes Unternehmen mit langjährigen Erfahrungen und Kenntnissen in der Biogasbranche. Unser Unternehmen besteht aus einem Team von Ingenieuren und wissenschaftlichen Mitarbeitern. Wir decken das gesamte Spektrum der Biogasbranche ab, von der Planung und Entwicklung über den Bau bis hin zur Inbetriebnahme und Überwachung von Projekten.

In der zweiten Jahreshälfte 2017 startete das durch den europäischen Fonds für regionale Entwicklung geförderte Projekt „Kombi-Max“. Neben der PRE waren auch die Universität Rostock und das Leibnitz-Institut für Plasmaforschung und Technologie e. V. an diesem Gemeinschaftsprojekt beteiligt, das im Januar 2021 erfolgreich abgeschlossen wurde. Ziele des Projekts waren die Entwicklung eines neuartigen Hybridgerätes aus Ultraschall- und kalter Plasmatechnologie zur zielgerichteten Veränderung von Suspensionen. Dabei sollte u. a. der integrierte Reaktionsraum erforscht, gestaltet, gebaut und anschließend erprobt werden. Durch die Unterbringung beider physikalischen Systeme in einem Gerät und die daraus sich ergebenden Synergieeffekte sollten wertgebende Inhaltsstoffe aus dem Medium verfügbar gemacht werden. Der mechanische Aufschluss durch Ultraschall diene als erster Schritt zur Biomasseaufbereitung und wurde mit Plasma verstärkt. Letzteres diene hauptsächlich dem chemischen Aufschluss, indem reaktive kurzlebige Komponenten wie OH-Radikale erzeugt werden, um biomolekulare Verbindungen wie Cellulose und Hemicellulose aufzubrechen. Durch die Kombination beider Technologien sollte das Restgaspotenzial von organischen Abfällen und Klärschlämmen deutlich gesteigert werden. Die Freisetzung von klimarelevanten Gasen aus landwirtschaftlichen und kommunalen Stoffkreisläufen sollte dadurch weitgehend reduziert werden. Ein weiteres Ziel der Projektarbeiten war die Erforschung des Zusammenwirkens von Ultraschall und kaltem Plasma in Hinblick auf chemische Veränderungen, Bildung von OH-Radikalen, Kavitation und Pyrolyse.

2 Projektergebnisse

Die PRE GmbH hatte in dem Kombi-Max Projekt die Aufgabe, Forschungs- und Entwicklungsarbeiten zur integrierten Funktion des Kombigerätes für Ultraschall und Plasma sowie die Konstruktion und den Bau eines Demonstrators durchzuführen. Alle nachstehenden Ergebnisse wurden durch die PRE ermittelt.

Nach erfolgreicher Erarbeitung der Plasma und Ultraschall Funktionsmodelle konnte gegen Ende 2019 bis Anfang 2020 mit dem Bau des Reaktorkorpus begonnen und erfolgreich abgeschlossen werden. Das Resultat (Abb. 1) ist ein sechseckiger Reaktor mit einem Fassungsvermögen von 9,5 Litern.



Abb. 1: Demonstratoraufbau mit montierten Ultraschallquellen

Mit der Integration der Plasmaquelle (siehe Abb. 2) wurde der zweite Meilenstein im Projekt erreicht und innerhalb des vorgegebenen Projektzeitrahmens abgeschlossen.

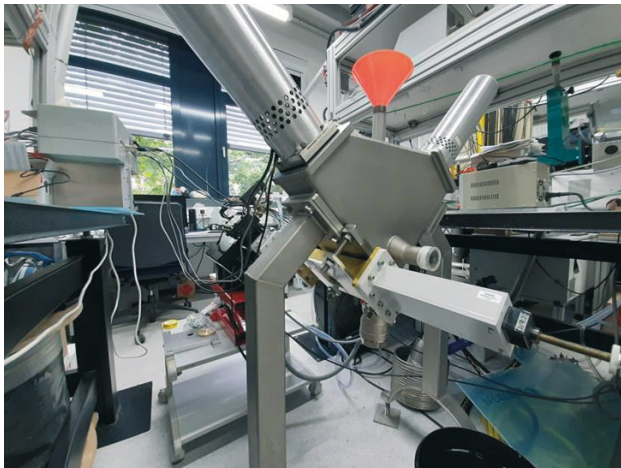


Abb. 2: Demonstratoraufbau mit montierten Ultraschall- und Plasmaquelle

Nach intensiver Erprobung aller Grundfunktionen im und am Demonstrator wurde eine Nachrüstung des Kopplers, der das Mikrowellenplasma erzeugt, in Form eines Kühlsystems durchgeführt. Bei den einzelnen Belastungsversuchen, die mit Cellulose-Testlösung und Biomasse aus der Biogasanlage Sandhagen (Substrat 100 % Gärreste aus Rindergülle) durchgeführt wurden, zeigten sich keine Probleme bei der Wechselwirkung zwischen Ultraschall und Plasma. Die in den Batch-Tests eins und zwei erzielten und von PRE ausgewerteten Laborergebnisse zeigten eine schnellere Desintegration der Substrate mit beiden Technologien in Kombination (siehe Abb. 3 und 4).

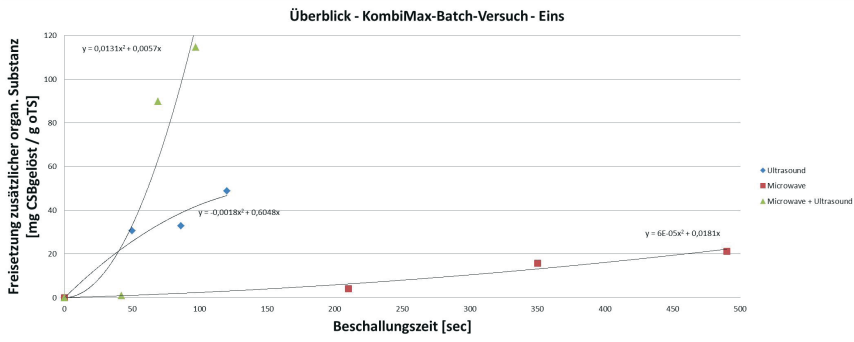


Abb.3: Demonstrator Batch-Versuch 1: Einfluss der Ultraschall-, Plasma- und kombinierten Behandlung auf den Zellaufschluss von Biomasseproben der Biogasanlage Sandhagen. Inputstoffe der BGA Sandhagen sind 100 m³/d Rindergülle

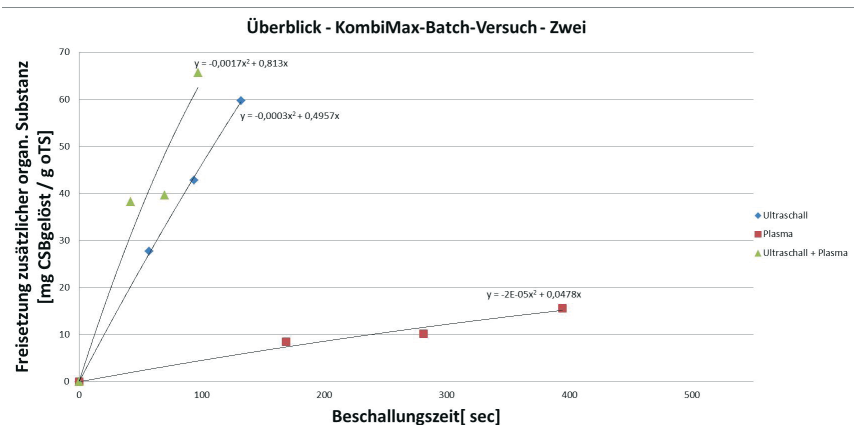


Abb. 4: Demonstrator Batch-Versuch 2: Einfluss der Ultraschall, Plasma und kombinierten Behandlung auf den Zellaufschluss von Biomasseproben der Biogasanlage Sandhagen. Inputstoffe der BGA Sandhagen sind 100 m³/h Rindergülle

Aus zeitlichen Gründen und wegen der Corona-Maßnahmen konnten weitere Batch-Tests im Labor nicht verwirklicht werden. Die industrienahen Testungen wurden an der Biogasanlage Sandhagen mit unterschiedlichen Durchflussgeschwindigkeiten und Behandlungsmethoden durch den Demonstrator gefahren (siehe Abb. 5).



Abb. 5: Aufbau und Durchführung des Feldversuches an der Biogasanlage in Sandhagen

Die Ergebnisse haben gezeigt, dass sich mit zunehmender Beschallungszeit / Energieeintrag der Aufschlussgrad des organischen Materials in der Probe (gemessen als CSBgelöst) erhöhte. Trotz der niedrigen Energieeinträge, welche auf die Durchflussgeschwindigkeiten ($2 / 1,4 / 0,7 \text{ m}^3/\text{h}$) zurückzuführen waren, wurde ersichtlich, dass mit Hilfe von Ultraschall ein zusätzlicher Aufschluss des CSBgelöst von bis zu 11 % möglich war. Abgeleitet auf eine Standard-Wave-Box bedeutet dies eine Steigerung der Abbaubarkeit des organischen Materials von 18-20 %. Im Versuch wurde bei einem Energieeintrag von $2,5 \text{ Wh/l}$ eine Erhöhung des CSBgelöst-Wertes von 592 mg/l (11 % Steigerung) und im Wiederholungsversuch bei $2,5 \text{ Wh/l}$ ein CSBgelöst-Werte von 468 mg/l (8 % Steigerung) gegenüber den Ausgangswerten gemessen. Abgeleitet auf eine Standard-Wave-Box bedeutet dies eine Steigerung der Abbaubarkeit des organischen Materials von 16 - 18 %. Die gelösten CSB-Werte waren gemittelte Werte aus den jeweiligen Testreihen. Bei einer Durchflussgeschwindigkeit von $0,7 \text{ m}^3/\text{h}$ durchlief das Medium den Demonstrator 48,9 Sekunden. Dieser Versuchsaufbau ermöglicht etwa 50 % des Energieeintrages gegenüber einer Standard-Wave-Box Installation. Ähnlich Ergebnisse lieferte der Behandlungsverlauf der Probe mit Ultraschall und Plasma in Kombination. Bei einem Energieeintrag von $3,68 \text{ Wh/l}$

konnte im Hauptversuch bei einer Durchflussgeschwindigkeit von 0,7 m³/h ein CSBgelöst – Mehraufschluss von 631 mg/l (11 % Steigerung) und im Wiederholungsversuch von 527 mg/l (9 % Steigerung) erzielt werden. Die Ergebnisse der beschallten Probe mit nur Plasma zeigten keinen bzw. ab einem Energieeintrag von 0,59 Wh/l einen sehr geringen Desintegrationseffekt in der organischen Biomasse. Die erhaltenen Ergebnisse ließen vermuten, dass die verbaute Plasmaquelle nicht ausreichte, um bei realistischen Durchflussgeschwindigkeiten von 1,5-2 m³/h sein volles Potenzial zu entfalten. Die von der Plasmaquelle in das Medium abgegebene Energiemenge war zu gering, um einen positiven Effekt messbar zu machen. Ein Langzeitversuch an der Biogasanlage Sandhagen konnte aus Zeitgründen nicht stattfinden. Dieser wird nun außerhalb des Förderprojektes weitergeführt.

3 Ausblick

Die Nutzung der gewonnenen Ergebnisse wird in den kommerziellen Bau von autark arbeitenden Anlagen einfließen. Neben der Wave-Box soll das Kombigerät die Kernkompetenz von PRE bei Ultraschallanwendungen stärken. So kann zum Beispiel die neue Generation der Wave-Box derart gestaltet werden, dass eine spätere Nachrüstung der Plasmaquelle möglich ist. Die ersten Anwendungsbereiche für den KombiMax sind auf dem Gebiet der Bioenergie und Methanerzeugung zu finden. Weitere Verwertungsmöglichkeiten finden sich in den Bereichen der Abwasserbehandlung, Lebensmittelindustrie und Zellstoffindustrie. Partnerunternehmen in Irland, Großbritannien und Spanien haben bereits ihr Interesse bekundet.

Kontakt

Karsten Schmooch, M.Sc., Projektleiter Forschung und Entwicklung

PRE Power Recycling Energyservice GmbH
Lindenhof 2c, 17033 Neubrandenburg

☎ +49 (0)395.7074736 | ✉ schmooch@rossow.de

🌐 www.pre-mv.de

T_{low}-Verfahren, Vergärung von Hühnermist

Zusammenfassung:

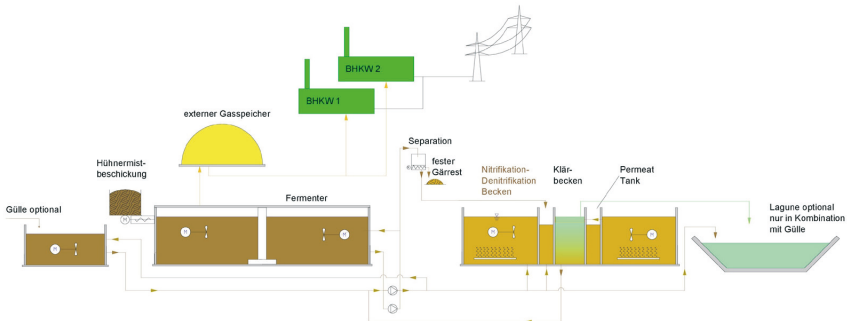
Ziele der Studie: Das erste Ziel der Studie ist ein Behandlungsprozess zur Vergärung von Geflügelmist mit geringem oder keinem Wasserbedarf unter psychrophilen Bedingungen (Fermentationstemperatur <30 °C).

Die Stickstoffbelastung von Geflügelmist ist ein Problem. Bei dem anaeroben Fermentationsprozess werden aus Proteinen Ammoniak und Ammonium gebildet. Ammoniak hemmt den mikrobiologischen Biogasprozess. In der Praxis ist der Konzentrationsbereich für Ammoniak auf 500 ppm begrenzt.

Ammonium und Ammoniak befinden sich in der flüssigen Phase im Gleichgewicht. Diese Dissoziation hängt vom pH-Wert und der Temperatur ab. Es bewegt sich mit abnehmendem pH-Wert und abnehmender Temperatur in Richtung Ammonium, was zu einer Verringerung der Hemmung führt. Es ist sehr kostspielig, den pH-Wert durch Zugabe großer Mengen Säuren zu senken, daher senken wir die Temperatur. Die Verringerung der Fermentationstemperatur führt zu einer Verringerung der Reaktionsgeschwindigkeit. Dies muss mit einer Erhöhung der Aufenthaltszeit ausgeglichen werden.

Durch Verringern der Temperatur im Fermenter auf unter 30 °C können wir die Ammoniakkonzentration mehr als halbieren. Für einen stabilen Anlagenbetrieb reicht dies noch nicht aus. Es ist notwendig, den Gärrest zu separieren und den flüssigen Anteil zu entstickern. Danach dient der entstickte Gärrest zum Verdünnen im Fermenter. Die Entstickung des flüssigen Gärrestes erfolgt durch eine klassische Nitrifikation/Denitrifikation. Diese Methode der Nitrifikation/Denitrifikation wurde gewählt, um eine einfache und robuste Technologie bereitzustellen, die in jedem Land verfügbar ist. Dies ist das zweite Ziel der Studie.

Der Gärrest muss vor der Nitrifikation/Denitrifikation separiert werden. Ziel der Trennung ist es, die Feststoffe mit einem hohen chemischen Sauerstoffbedarf (CSB) vorher zu entfernen. Die Feststoffe müssen so vollständig wie möglich entfernt werden, um den CSB des Gärrestes zu verringern und die Belüftung zu verringern, die viel Strom benötigt. Durch Belüften des Gärrestes reduzieren wir den Ammoniakgehalt auf zwei Arten, mittels Bakterien, die Nitrit und Nitrat bilden, und durch Strippen. Nach unserer Erfahrung wird der Gärrest im Belebungsbecken warm, was die Ammoniakkonzentration und das Strippen verstärkt.



Grafik 1: Fließschema einer T_{low} -Anlage

Beim Belüften des Gärrestes bilden Bakterien aus Ammonium Nitrat (NO_3). Hat sich ausreichend Nitrat gebildet, wird die Belüftung gestoppt. Der noch vorhandene gelöste Sauerstoff im Gärrest ist schnell veratmet und es tritt die anoxische Phase ein. Hierbei entziehen Bakterien dem Nitrat den Sauerstoff und der Stickstoff entweicht als N_2 in die Atmosphäre, die zu 78 % aus molekularem Stickstoff besteht.

Die Nitrifikation/Denitrifikation eignet sich nicht nur sehr für Hühnermist, sondern auch zur Entstickung jeglichen Gärrestes und auch zur Behandlung von Schweinegülle oder Rindergülle. In Zeiten der steigenden Nitratbelastung des Grundwassers und der prognostizierten Verringerung von Niederschlägen wird dieses Verfahren einen wichtigen Beitrag zum Erhalt unserer Tierbestände leisten. Die Einschränkungen durch die Düngeverordnung setzen vielen Landwirten massiv zu. Durch die Entstickung der Gülle oder des Gärrestes verringert sich die erforderliche Ausbringfläche teilweise um bis zu 80 %. Kostenintensives Transportieren in Regionen mit geringerer Stickstoffbelastung bleiben dem Landwirt dadurch erspart.

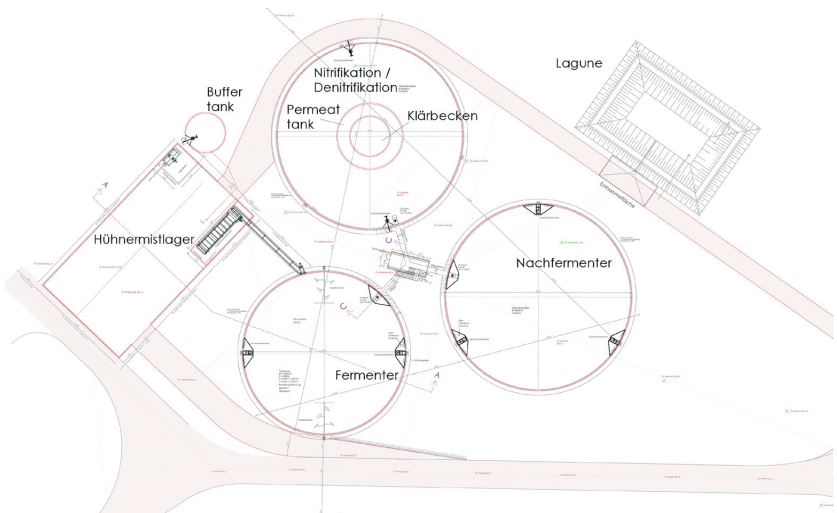
Eine Möglichkeit, Strom zu sparen, ist die Deammonifikation anstelle der Nitrifikation/Denitrifikation. Bei der Deammonifikation wird ein Großteil des NH_4 nicht zu NO_3 oxidiert, sondern nur zu NO_2 , wodurch der Sauerstoffbedarf verringert wird. Danach wird das NO_2 zu N_2 reduziert und gelangt in die Luft. Die Deammonifikation ist ein bekanntes Verfahren zur Behandlung des Gärrestes in einer kommunalen Kläranlage. Der Gärrest in der Kläranlage stammt aus der Anaerobschlammstabilisierung. Der Sauerstoffbedarf der Deammonifikation beträgt nur 40 % im Vergleich zur herkömmlichen Nitrifikation-Denitrifikation.

Die wichtigsten Schlussfolgerungen der Forschung sind bisher:

1. Stickstoffreduktion um 80% bis 90%
2. Feststoffreduktion um 80% bis 90%
3. kein flüssiger Gärrest, nur fester Gärrest, der wie Kompost verwendet werden kann



Abb. 1. Nitrifikation – Denitrifikations Becken für Gärrest



Grafik 2: Grundriss einer T_{low} Anlage

T_{low} process AD for chicken manure

Keywords: anaerobic digestion, biogas; chicken manure; mono digestion, nitrogen reduction

Extended Abstract:

Aims of the study:

The first aim of the study is a treatment process to digest poultry manure with low or no water demand under psychrophilic conditions (fermentation temperature < 30 °C).

The nitrogen load of poultry manure is a problem. In the anaerobic fermentation process proteins are formed to ammonia and ammonium. Ammonia inhibits the microbiological biogas process. In practice the concentration range for Ammonia is limited with 500 ppm.

Ammonium and ammonia are in the liquid phase in equilibrium. This dissociation depends on the pH and the temperature. It moves with decreasing pH and decreasing temperature towards ammonium, resulting in a reduction of the inhibition. It is very costly to reduce the pH by adding big amounts of acids, so we reduce the temperature. The reduction of the fermentation temperature leads to a reduction in the reaction rate. This must be balanced with an increase in the retention time.

By reducing the temperature in the digester below 30 °C we can more than halving the ammonia concentration. For a stable plant operation, this is not yet sufficient. It is necessary to carry out a nitrogen reduction, via a classic nitrification/denitrification of separated digestate and recycling of the denitrified water for mashing the poultry manure. This method of nitrification / denitrification was chosen in order to provide a simple and robust technology available in any country.

The digestate must be separated before the nitrification / denitrification with activated sludge. The aim of the separation is to remove the solids with a high chemical oxygen demand (COD) before. The solids must be removed as complete as possible in order to decrease the COD of the digestate and decrease the aeration which costs a lot of electricity. By aerating the digestate we reduce the ammonia content in two ways, with bacteria which make nitrite and nitrate and with stripping. According to our experience, the waste water in the aeration tank gets warm, this will enhance the ammonia concentration and the stripping.

When the digestate is aerated, bacteria form nitrate (NO₃) from ammonium. When sufficient nitrate has formed, ventilation is stopped. The dissolved oxygen still present in the digestate is quickly breathed in and the anoxic phase occurs. Bacteria remove the oxygen from the nitrate and the nitrogen escapes as N₂ into the atmosphere, which consists of 78 % molecular nitrogen.

Nitrification/denitrification is not only very suitable for chicken manure, but also for denitrifying any digestate and also for treating pig manure or cattle manure. In times of increasing nitrate pollution of the groundwater and the predicted decrease in precipitation, this process will make an important contribution to the preservation of our animal populations. The restrictions imposed by the fertilizer ordinance are severely affecting many farmers. By denitrifying the liquid manure or digestate, the required application area can be reduced by up to 80 %. This saves the farmer from costly transport to regions with lower nitrogen pollution.

Another way to save electricity is the deammonification instead of nitrification/denitrification. At the deammonification, the NH_4 will not be oxidized to NO_3 but only to NO_2 which decreases the oxygen demand. Afterwards the NO_2 will be reduced to N_2 and gets in the air. Deammonification is a well-known process in order to treat the digestate at municipal sewage treatment plant. The digestate at sewage treatment plant comes from the anaerob sludge stabilization. Deammonification requires an oxygen demand of only 40 % compared to conventional nitrification.

The main conclusions of the research are, that with this process we

1. remove 80 % to 90 % of the nitrogen
2. remove 80 % to 90 % of the solids
3. no liquid digestate, only solid digestate that can used like compost

Acknowledgment: The authors would like to express appreciation for the support of the sponsors [BMW, German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy].

Kontakt

Alfons Himmelstoß

AEV Energy GmbH

☎ +49 160 906 74527 | ✉ a.himmelstoss@aev-energy.de

Ermittlung des Biogasbildungspotenzials von Schweinekot im Gasertragstest

Zusammenfassung: Im Rahmen des Vorhabens wurden aus 14 schweinehaltenden Betrieben Kotproben gewonnen und auf deren Biogasertragspotenzial untersucht. Die Gärtests erfolgten nach VDI-Richtlinie 4630. Alle Proben wurden im mesophilen Bereich getestet. Drei Proben wurden erst nach längerer Lagerung bei Zimmertemperatur erneut mesophil getestet, um Hinweise auf Verluste des Gasbildungspotenzials zu erhalten.

Die Biogas- und Methangaserträge ergaben für Mastschweine im Durchschnitt über alle Mastabschnitte 464 und 275 l/kg oTS, für Zuchtsauen 470 und 280 l/kg oTS. Bei Mastschweinen wurden die höchsten Gaserträge in der Endmast ermittelt. Der Methananteil am Biogas beträgt etwa 60 %.

Die Ergebnisse zeigen einen typischen Verlauf der Gasbildungskinetik für Biogas und Methangas. Bereits nach 15 Tagen Verweilzeit werden 80-85 % des Methanbildungspotenzials erreicht, nach 35 Tagen ist nur noch eine geringe Methangasbildung festzustellen. Die Lagerung über 6 Wochen bei Zimmertemperatur führt zu einer Abnahme des Gasbildungspotenzials von etwa 16 %. Mit etwa 2 t frischem Schweinekot lässt sich etwa 1 t Silomais ersetzen.

Abstract: Within the framework of this project, faecal samples were obtained from 14 pig farms and analysed to determine their biogas yield potential. The fermentation tests were undertaken in accordance with VDI Guideline 4630. All samples were analysed in a mesophilic regime. Three samples were tested under mesophilic conditions but only after they had been stored at room temperature for a longer period of time in order to obtain indications for loss of gas formation potentials.

The biogas and methane gas yields for fattening pigs faeces averaged 464 and 275 l/kg oDM for all fattening stages, for breeding sows 470 and 280 l/kg oDM. For fattening pigs, the highest gas yields were determined in the final fattening stage. The methane content of the biogas is about 60 %.

The results show a typical course of the gas formation kinetics for biogas and methane gas. Already after 15 days of incubation 80-85 % of the methane formation potential is reached, after 35 days only a low methane gas formation can be observed. Storing for 6 weeks at room temperature leads to a decrease in the gas formation potential of about 16 %. About 2 t of fresh pig faeces may replace about 1 t of silage maize

1 Einleitung

Im Rahmen eines von der DBU (Deutsche Bundesstiftung Umwelt) geförder-ten Projekts wurde ein neues Schweinehaltungssystem entwickelt, welches auf der Primärtrennung von Kot und Harn basiert (Döhler, H. 2018; Döhler, H. 2019, Döhler, H. und Döhler, S. 2020). Der Urin wird im Stall stabilisiert, so dass kein oder nur wenig Ammoniak entsteht. Der Kot (ggfs. versetzt mit Einstreu-
resten) wird nicht wie üblich auf Mistplatten gelagert, sondern in Containern gesammelt und innerhalb etwa einer Woche sofort weiterverarbeitet. Er dient entweder als Substrat für Biogasanlagen oder wird über Kompostierungs-, Karbonisierungs- bzw. Trocknungsverfahren stabilisiert.

Die Verwendung als Gärsubstrat – hier die Analyse des Kotes auf deren Biogas-
bildungspotenzial – ist Gegenstand eines Vorhabens, gefördert mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft durch die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.

2 Methoden

Insgesamt wurden drei Proben aus Zuchtsauenbetrieben und 11 Proben aus Mastschweinebetrieben, jeweils vier im Vormast-, drei im Mittelmast- und vier im Endmastbereich gewonnen. Die Proben wurden wenige Stunden nach der Ausscheidung gesammelt und gekühlt.

Die Ermittlung des Gasertragspotenzials erfolgte im mesophilen Prozesstem-
peraturbereich. Zusätzlich wurden 5 ausgewählte Proben im thermophilen Bereich analysiert. Drei Proben wurden sofort und nach Aufbewahrung bei Zim-
mertemperatur über 6 Wochen mesophil getestet, um Hinweise auf Verluste des Gasbildungspotenzials während etwaiger Lagerungsperioden zu erhalten.

Die Kotproben wurden von der Bonalytic GmbH in 53840 Troisdorf nach den Vorgaben der VDI RL 4630 mit einem Batch-Gärtest unter mesophilen Bedin-
gungen über einen Zeitraum von 44 Tagen untersucht. Nährstoffanalysen erfolg-
ten gemäß DIN.

3 Ergebnisse

Die Frischkotproben weisen TS-Gehalte von im Mittel 25 %, der Anteil an orga-
nische Trockensubstanz beträgt 86 %. Die Nährelementgehalte von N, P und K
liegen im Mittel bei 9, 2,9 und 4,7 kg/t Frischkot.

Tab. 1: Mittelwerte der Analyseergebnisse

	TS	oTS	oTS/TS	N	P	K	Ca	Mg	S
	kg/t	kg/t	%	kg/t FM					
Mittelwert	254	218	86	9,03	2,94	2,54	4,65	1,69	0,81

Die Biogas- und Methangaserträge (Tab. 2) im mesophilen Prozesstemperaturbereich ergaben für Mastschweine im Mittel über alle Mastabschnitte 464 und 275 l/kg oTS, für Zuchtsauen 470 und 280 l/kg oTS. Bei Mastschweinen wurden die höchsten Gaserträge in der Endmast ermittelt. Der Methananteil am Biogas aller Proben beträgt etwa 60 %.

Tab. 2: Ergebnisse der Gasertragsanalysen nach 44 Tagen

	Gasertrag [l _N /kg oTS] nach 44 Tagen	
	Biogas	Methan
Mastschweine		
Vormast	394	236*
Vormast	536	320
Vormast	310	187*
Vormast	312	182*
Mittelmast	553	331
Mittelmast	532	321
Mittelmast	338	185*
Endmast	527	307
Endmast	577	349
Endmast	506	305
Endmast	517	303
Mittelwert	464,69	275,42
Sauen	413	237
	509	311
	490	301
Mittelwert	470,67	283,00

*Kotproben mit deutlich geringeren Gasertragswerten

Die Abb. 1 zeigt einen typischen Verlauf der Gasbildungskinetik einer Kotprobe für Biogas und Methangas. Bereits nach 15 Tagen Verweilzeit werden 80-85 % des Methanbildungspotenzials erreicht, nach 35 Tagen ist nur noch eine geringe Methangasbildung festzustellen. Bei dieser Kotprobe ist von einer ungestörten Biogasbildung auszugehen.

Es fällt jedoch auf, dass einige der Kotproben sehr deutlich geringere – um ca. ein Drittel – Gasertragswerte aufweisen (Fettschrift in Tab. 1). Da die Fütterung bzw. die Rationszusammensetzung der Betriebe ähnlich sind, wurde durch Befragungen überprüft, ob Tiermedikamente verabreicht wurden. Tatsächlich wurde bei drei der vier auffälligen Kotproben mit signifikant geringeren Gaserträgen ein Breitbandantibiotikum in der jeweiligen Tiergruppe eingesetzt.

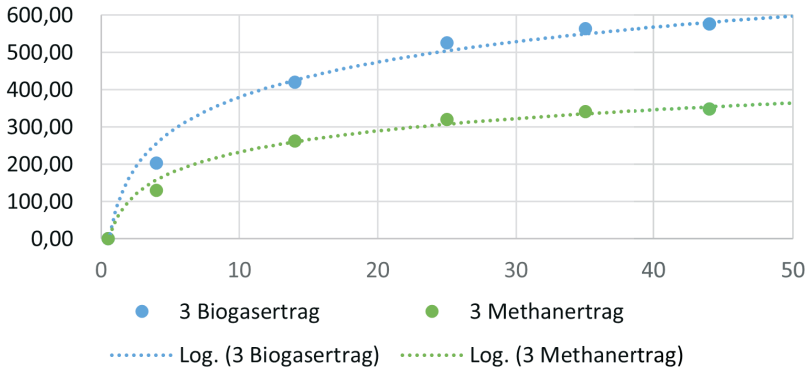


Abb. 1: Typische Gasertragskurve aus der Endmast

Die Abb. 2 zeigt den Verlauf der Gasbildung einer Kotprobe aus einem mit Tetrazyklin behandelten Bestand. Bereits nach 5 Tagen setzt eine Depression der Gasbildung ein, mit zunehmender Verweildauer wird zwar mehr Gas gebildet, jedoch wird die Depression auch nach 44 Tagen Verweilzeit nicht kompensiert. Es ist daher anzunehmen (jedoch nicht final bewiesen), dass ein direkter Zusammenhang zwischen Gasbildung und Pharmazeutikaverabreichung besteht. Offenbar werden leicht verdauliche Fraktionen (Kohlenhydrate) im Kot mit nahezu identischen Gasbildungsraten innerhalb von 5 Tagen abgebaut, der mikrobielle Aufschluss von Proteinen und möglicherweise von Fetten scheint gehemmt.

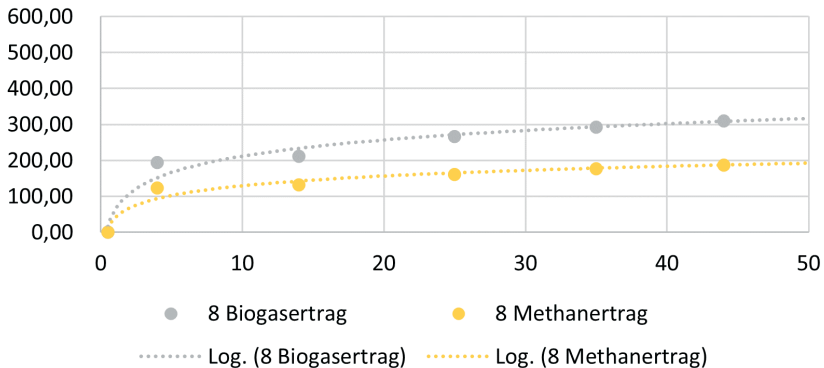


Abb. 2: Gasertragskurve aus der Vormast mit offensichtlicher Gasbildungshemmung

Nimmt man diese Betriebe mit gehemmten Gasbildungsraten von der Mittelwertbildung aus, ergibt sich ein mittlerer Biogasertrag von 513 und ein Methangasertrag von 306 l/kg oTS. Folglich ist von einem hohen Gasertragspotenzial auszugehen. Mit weniger als 2 t Schweinekot lässt sich demnach etwa 1 t Silomais ersetzen.

Die Auswirkung einer moderaten Lagerzeit auf die Methangasbildung im Vergleich zu Frischkotproben ist in der Abb. 3 dargestellt. Deutliche Unterschiede in der Gasertragsbildung zeigen die Proben unmittelbar zu Beginn des Gärprozesses, die gelagerten Proben weisen eine um etwa 25 bis 57 % geringere Methangasbildung auf. Nach einer Versuchszeit von 35 Tagen zeigen sich um 8 bis 28 % geringere Gaserträge.

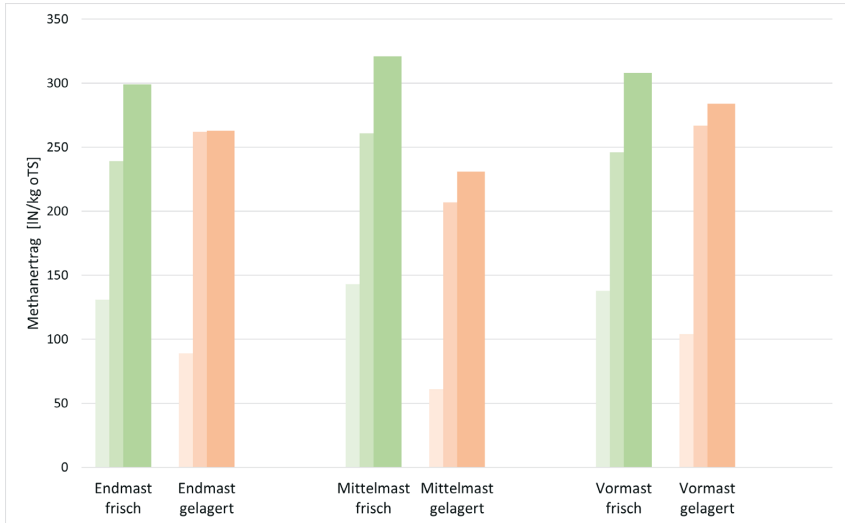


Abb. 3: Entwicklung des Methanertrages verschiedener Proben
– frisch und gelagert – nach 4, 14 und 35 Tagen

4 Schlussfolgerungen

Durch Kot-Harn-Trennung erfasster Schweinekot ist, im Vergleich zu Gülle oder aus Gülle abgetrenntem Feststoff, ein weit effizienteres Substrat für die Biogasanlage. Mit Methangaserträgen in Höhe von etwa 300 l/kg oTS kann gerechnet werden, demnach können 2 t Schweinekot etwa 1 t Silomais ersetzen.

Zu beachten sind jedoch die im Vergleich zu pflanzlicher Biomasse deutlich höheren Nährstoffgehalte. Bei sehr hohen Anteilen Schweinekot in der Substratation können auch Hemmungsprozesse durch reaktive Stickstofffraktionen nicht ausgeschlossen werden.

Literatur/Quellen

- Döhler, H. (2018): <https://depatisnet.dpma.de/DepatisNet/depatisnet?action=pdf&docid=DE202018105388U1&xxxfull=1>
- Döhler, H. (2019): High animal comfort and low emissions in a new housing system for pigs - conceptual study and first results from pilot farms and laboratory experiments, TFRN /EPMAN Meeting, Brüssel, 02.10.2019
- Döhler, H.; Döhler, S. (2020): Konzeptentwicklung für einen zukunftsfähigen und gesellschaftlich konsensfähigen Mastschweinestall unter Einbeziehung der Ansprüche an Tiergerechtigkeit, Tiergesundheit, Klimaschutz, Umweltschutz und Arbeitsplatzqualität, Abschlussbericht, DBU, Osnabrück https://www.dbu.de/OPAC/ab/DBU-Abschlussbericht-AZ-91017_12-Hauptbericht.pdf
- VDI RL 4630: Vergärung organischer Stoffe - Substratcharakterisierung, Probenahme, Stoffdatenerhebung, Gärversuche, VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt, 2016, Düsseldorf
- DIN EN ISO 11885 2009-09: Wasserbeschaffenheit – Bestimmung von ausgewählten Elementen durch induktiv gekoppelte Plasma-Atom-Emissionsspektrometrie (ICP-OES), 2009
- DIN EN 12880:2001-02: Charakterisierung von Schlämmen – Bestimmung des Trockenrückstandes und des Wassergehalts, 2001

Kontakt

Helmut Döhler, Geschäftsführer

DöhlerAgrar

☎ +49 (0)9533.921102 | ✉ info@doehler-agrar.de

Bedeutung von Biogasanlagen in virtuellen Kraftwerken zur Stabilisierung von Netzen und Märkten

Zusammenfassung: Der Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor basiert weltweit im Kern auf PV- und Windkraftanlagen, da diese Kostenvorteile vor anderen Kraftwerkstypen der erneuerbaren Energien besitzen und sich im unteren Bereich der Stromgestehungskosten fossiler Systeme bewegen. Aufgrund ihrer schwankenden Leistungsbereitstellung und des dabei bestehenden Gleichzeitigkeits-effekts belastet elektrische Energie aus diesen Kraftwerken Märkte und Netze in besonderem Maße im Vergleich zu regelbaren Kraftwerken. Kombiniert man Wind- und PV-Kraftwerke mit Biogasanlagen und Speichersystemen in virtuellen Kraftwerken, lässt sich ein Großteil der bereitgestellten Energiemenge in gesicherte Leistung überführen, die zu Planbarkeit in Netzen und Märkten führt. Die hier vorgestellte Untersuchung analysiert die optimale Zusammensetzung solcher virtuellen Kraftwerke.

Abstract: The worldwide expansion of renewable energies in the power sector is based on wind and PV systems. These systems have cost benefits compared to other renewables as well as to fossil power systems. Energy markets and the grid stability are burdened in a special way, due to the power fluctuations of these systems and their simultaneity, compared to variable power plants. A share of power and energy from renewable energies can be transformed to secured power/energy, if renewable power plants (PV, wind, biogas, batteries) are combined in virtual power plants. These leads to more reliability from renewables for grids and markets. This study analyses optimal configurations of such virtual power plants generating secured power.

1 Grundlagen

1.1 Erneuerbare Energien im Strommarkt

Der Ausbau erneuerbarer Energien im Strommarkt ist ein Ziel der Energiepolitik weltweit. Dabei fokussiert sich der Ausbau auf fluktuierende Energieträger, da diese die geringsten Stromgestehungskosten (LCOE) und das größte Ausbaupotential aufweisen. Inzwischen basieren über 80 % des weltweiten Kapazitätszubaues bei Kraftwerken auf erneuerbaren Energien, wobei die LCOE auf einem sehr geringen Niveau liegen (IRENA 2019, 2021). Es ist daher aus Gründen der Nachhaltigkeit nur folgerichtig, dass der Ausbau in dieser Richtung fortgesetzt wird.

Allerdings liegt bisher kein schlüssiges Konzept vor, wie die fluktuierenden erneuerbaren Energien in den Strommarkt integriert werden sollen. Klassisch basiert die Preisbildung in Märkten auf dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage; aufgrund ihrer Dargebotsabhängigkeit können Wind- und PV-Kraftwerke ihr Angebot aber nicht an die Nachfrage anpassen. Auf der anderen Seite

ist die Nachfrage nur in einem begrenzten Umfang flexibel. (Mohaupt et al. 2020, S. 92-93)

Bei einem geringen Anteil erneuerbarer Energien ist diese Differenz aus dem Stromangebot erneuerbarer Energien und der unflexiblen Nachfrage am Strommarkt (Residuallast) unproblematisch; Abweichungen werden durch den bestehenden fossilen Kraftwerkspark ausgeglichen. Bei einem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien an der Strombereitstellung treten gehäuft negative Preise auf. (BEE 2020a) Dieser Effekt wurde bereits von Kopp et al. (2012) beschrieben, die auf die daraus resultierenden fallenden Markterlöse der erneuerbaren Energien in Energiemärkten hinwiesen. Das bedeutet, dass Wind- und PV-Kraftwerke auf wettbewerblichen Strommärkten bei großen EE-Anteilen am Strommarkt kaum noch Erlöse erzielen. Ein wirtschaftlicher Betrieb von EE-Kraftwerken an Märkten ist folglich nicht möglich.

1.2 Erneuerbare Energien im Stromnetz

Aufgrund ihrer Dargebotsabhängigkeit stellen Wind- und PV-Kraftwerke nur einen Teil der installierten Leistung dem als gesicherte Leistung (Leistungskredit) zur Verfügung. Dabei liegt der Leistungskredit für WEA aktuell bei 8,5 % und wird bei einem geplanten Ausbau auf 50 % an der gesamten Strombereitstellung auf 4,4 % fallen. (Consentec 2010) Der Leistungskredit für PV-System geht gegen 0,0 %.

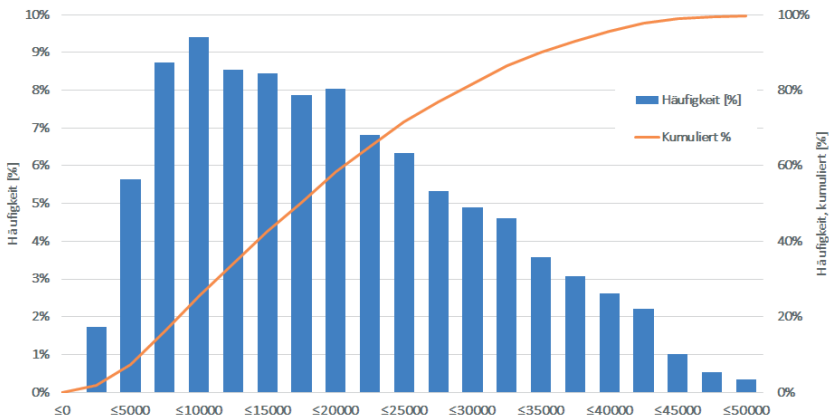


Abb. 1: Histogramm der Einspeiseleistung der Wind- und PV-Kraftwerke in den 4 Übertragungsnetzen (2019), eigene Darstellung basierend auf Netzkennzahlen (tennet, EnBW, Amprion, 50 Hertz)

Bei einer gemeinsamen Betrachtung von Wind- und PV-Kraftwerken kommt es zu räumlichen und technischen Ausgleichseffekten in Bezug auf die Einspeiseleistung (Deutschland, 2019). Dazu sind in der folgenden Abbildung die Einspeiseleistungen für Windkraft- (53,9 GW) und PV-Anlagen (49,0 GW) kombiniert

nach 1/4h-Werten in einem Histogramm erfasst. Es ist zu erkennen, dass annähernd 100 % aller 1/4h-Werte < 50 % der installierten Leistung sind, d.h. die maximale gleichzeitige Einspeiseleistung beträgt 45 GW (98,9 % aller Werte). Des Weiteren sind 7,4 % aller 1/4h-Werte kleiner als 5 GW, das entspricht 11 % der maximalen Einspeiseleistung.

Die Schlussfolgerung, die hieraus gezogen werden kann, soll in einem Zahlenbeispiel verdeutlicht werden. Bei einer Absicherung der Wind- und PV Leistung von 5 GW mittels Biogas und Batterie, das sind etwas weniger als 5 % der installierten Leistung bzw. 11 % der oben genannten tatsächlich auftretenden gemeinsamen Einspeiseleistung aus Wind und PV, können 42,8 TWh elektrische Energie abgesichert werden. Dies entspricht 26 % der gesamten Strommenge aus Wind und PV. Gleichzeitig wird der Bedarf an Kraftwerken, die für die Sicherung der Netzstabilität erforderlich sind, um diese Leistung reduziert.

3.3 Komponenten des virtuellen Kraftwerks und deren Einsatz

Im Gegensatz zur Kraftwerkseinsatzsteuerung in Abhängigkeit der Grenzkosten werden die Kraftwerkskomponenten im Kombikraftwerk in Abhängigkeit ihrer technischen Verfügbarkeit und ihrer Kosten zu der erforderlichen Leistung kombiniert. Die erforderliche Leistung kann dabei ein statisches oder ein variierendes Leistungsband sein, wobei im Folgenden eine konstante Leistung über einen Zeitraum von einem Jahr (2019) angestrebt wird. Die Dimensionierung des virtuellen Kraftwerks basiert auf den Daten des Übertragungsnetzbetreibers TenneT zur Einspeiseleistung von Wind- und PV-Kraftwerken für das Jahr 2019. (TenneT 2021) Hieraus wurden die folgenden Werte übernommen:

Tab. 1: Daten der Wind- und PV-Leistung im TenneT Übertragungsnetz (2019)

	Windenergieanlagen	PV-Anlagen	Wind + PV gleichzeitig
Max. Einspeiseleistung [MW]	20226	11823	25735
Min. Einspeiseleistung [MW]	46	0	178
Mittelwert [MW], Standardabweichung	4710 67 %	2775 155 %	8781 57 %

Zur Ergänzung des Systems wird im statischen Modell eine Batteriekapazität von 4,0 GWh, 8,0 GWh und 12 GWh getestet. Die C-Rate der Batterie beträgt jeweils 1. Die Biogasanlagen liefern konstant Gas (8.200 h/a) für eine elektrische Leistung von 1,0 GW. Diese Leistung wird in dem Modell durch Erweiterung der BHKW-Kapazität (1, 2, 4, 8 GW) und der nutzbaren Gasspeicherkapazität (4, 8, 16 GWh) variiert.

Die Parameter und Größen der Komponenten des dynamischen Modells, die durch das neuronale Netz (ANN) variiert werden können, sind in der folgenden

Tabelle gegeben. Des Weiteren kann das ANN selbständig die Beantwortung der Residuallast durch die Biogasanlage und die Batterie variieren, d.h. in welcher Einsatzreihenfolge und zu welchem Anteil die regelbaren Komponenten eingesetzt werden.

Tab. 1: Parameter und Größen der variierten Komponenten im dynamischen Modell

Parameter	Größe
Batterie [GWh]	0-12
Biogaserzeugung [GW]	0-4
Biogas, Generatorleistung [GW]	0-6

Das Systembeispiel aus Abschnitt 3.2 wird auf die oben angeführten Daten übertragen. Ziel ist eine gesicherte Leistung von dauerhaft 4,0 GW; dies entspricht eine Größenordnung von 46 % der gesamten Energie aus Wind- und PV-Kraftwerken im Betrachtungszeitraum. Um diese Leistung zu erreichen, speisen Wind- und PV-Kraftwerke vorrangig ein. Reicht die Leistung nicht aus, werden Batteriespeicher oder Biogasanlagen abgerufen. In 21 % aller Zeitpunkte ist die Leistung aus Wind- und PV-Kraftwerken < 4,0 GW, d.h. in dieser Zeit müssen Biogasanlagen und Batteriespeicher die fehlende Leistung ausgleichen. Die installierten Leistungen und die Speicherkapazitäten der regelbaren Komponenten des virtuellen Kraftwerks werden durch die künstliche Intelligenz bemessen. Die Abrufreihenfolge der regelbaren Komponenten bemisst sich nach der technischen Verfügbarkeit der Komponenten und wird durch die künstliche Intelligenz optimiert.

2 Methode

2.1 Vermarktungsmodell

Durch die Aufsplittung der Leistung des virtuellen Kraftwerks in einen Energieblock mit gesicherter Leistung und einen Block fluktuierender Leistung ergibt sich das Vermarktungsmodell. Die gesicherte Leistung wird am Terminmarkt veräußert. Darüber hinaus gehende Leistung wird genutzt, um die Batterie zu laden. Weitere Leistungsüberschüsse werden am Spotmarkt verkauft. Für die Märkte werden folgende Preise angenommen:

Tab.2: Prognostizierte durchschnittliche Verkaufserlöse für Termin- und Spotmarkt

Markt	Preis [€/MWh]
Termin	55,00
Spot	20,0

2.2 Neuronales Netz

Mit Hilfe künstlicher Intelligenz sollen Maschinen lernen, komplexe Aufgaben zu lösen. Ein Teilbereich der KI ist das maschinelle Lernen. Dort werden neuronale Netze eingesetzt, in denen Neuronen miteinander kommunizieren, ähnlich wie die Nervenzellen im Gehirn. (Ertel 2016)

Aufgrund der vielen Abhängigkeiten im virtuellen Kraftwerk, z.B. der Abhängigkeit der Kosten von der jeweiligen Anlagengröße, ist es sinnvoll für die kostenoptimale Konfiguration des virtuellen Kraftwerks maschinelles Lernen einzusetzen. In dieser Untersuchung wurde für die optimale Anpassung des Modells an die Daten ein neuronales Netz in Simulink (Matlab) aufgebaut, um einzelne Modellparameter wie die Batteriekapazität oder die Leistung einer Biogasanlage bestimmen zu lassen. Die Funktionsweise eines Neurons ist in Abb. 2 dargestellt.

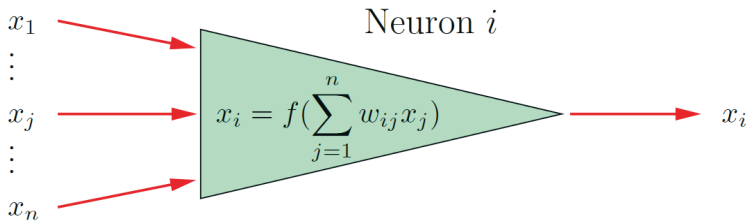


Abb. 2: Funktionsweise eines Neurons mit den Eingangssignalen x_j , Gewichten w_{ij} , der Aktivierungsfunktion f und dem Ausgangssignal x_i (Ertel 2016)

Im entwickelten Modell wurde für die erste Schicht des neuronalen Netzes eine hyperbolische Tangenten-Sigmoid-Übertragungsfunktion (tansig) und für die zweite Schicht eine lineare Übertragungsfunktion (purelin) gewählt. Das System ist als ein Feed-Forward-Netz (siehe Abb. 3) aufgebaut. Dieses neuronale Netz besteht in diesem Modell aus zwei Schichten, welche jeweils vier Neuronen, unterschiedlich viele Gewichte und verschiedene Bias-Gewichte sowie die genannten Aktivierungsfunktionen haben.

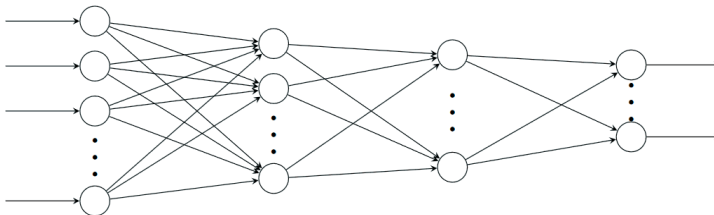


Abb. 3: Aufbau eines Feed-Forward-Netzes, welches unterschiedlich viele Schichten und Neuronen haben kann (Ernst et al. 2020)

Bevor einzelne Parameter an die Neuronen der ersten Schicht des neuronalen Netzes weitergegeben werden, müssen die Grenzen der zu optimierenden Parameter festgelegt werden. Hierzu gehören die Batteriekapazität, die Größe der Biogaserzeugung, die Leistung einer einzelnen Biogasanlage und der Anteil der Batterie zur Aufteilung der Residuallast auf den Batteriespeicher und die Biogasanlage. Hinzu kommt die Zielgröße selbst, deren Grenzen angegeben werden müssen. Als Zielgröße wird die fehlende Leistung nach Einsatz aller Komponenten des virtuellen Kraftwerks zur Deckung der Last verwendet. Diese Größe soll gleich 0 sein, damit die gewünschte Leistung über den gesamten Zeitraum gesichert ist. Dabei werden die Systemkosten noch nicht optimiert, um die Funktion des neuronalen Netzes sicherstellen zu können.

2.3 Vorgehen bei der Modellentwicklung

Das kostenoptimierte virtuelle Kraftwerk wird mittels maschinellem Lernen konfiguriert. Dazu wird vorbereitend ein statisches Modell entwickelt, um die Funktion verschiedener programmierter Bausteine sicherstellen zu können und einen Überblick über die Sensitivität der Ergebnisgrößen zu bekommen. Anschließend werden diese Bausteine für das dynamische Modell mit einem integrierten neuronalen Netz verwendet.

Im statischen Modell werden die Anlagengrößen für die PV- und Windkraftanlagen, Biogasanlagen und Batteriespeicher vorgegeben, um eine bestimmte gesicherte Leistung zu erreichen. Aus diesen Vorgaben kann das Modell zusammen mit den Anlagenkosten und den Erlösen am Strommarkt das resultierende ökonomische Gesamtergebnis des virtuellen Kraftwerks ermitteln. Da die Einspeiseleistungen der PV- und Windkraftanlagen als gegeben angenommen werden, werden nur die Größen des Batteriespeichers und der Biogasanlage variiert. Im erweiterten Modell werden die Größen der Batterie und der Biogasanlage durch das neuronale Netz kostenoptimal bestimmt.

3 Ergebnisse

3.1 Ergebnisse des statischen Modells

Der Kapazitätskredit des virtuellen Kraftwerks während des Betrachtungszeitraum liegt mit verschiedenen Parametervariationen zwischen 85 % und 100 % (Abbildung 4). In Abhängigkeit der Konfigurationen der Biogasanlagen und Batteriespeicher resultieren unterschiedliche Kosten für das Gesamtsystem (2,8-8,4 Mrd. €). In der Grafik ist zu sehen, dass sich die Kosten mit steigender Batteriekapazität kaum verändern. Mit zunehmender Leistung der Biogasanlage steigen die Kosten allerdings erkennbar. Die Größe des Gasspeichers beeinflusst die Kosten merklich. Insgesamt ist zu sehen, dass verschiedene Anlagenkonfigurationen zu unterschiedlichen Kosten und Anteilen der gesicherten

an allen betrachteten Stunden führen. Das statische Modell liefert damit erste Hinweise auf die Sensitivitäten des Modells und die zu erwartenden Zielgrößen.

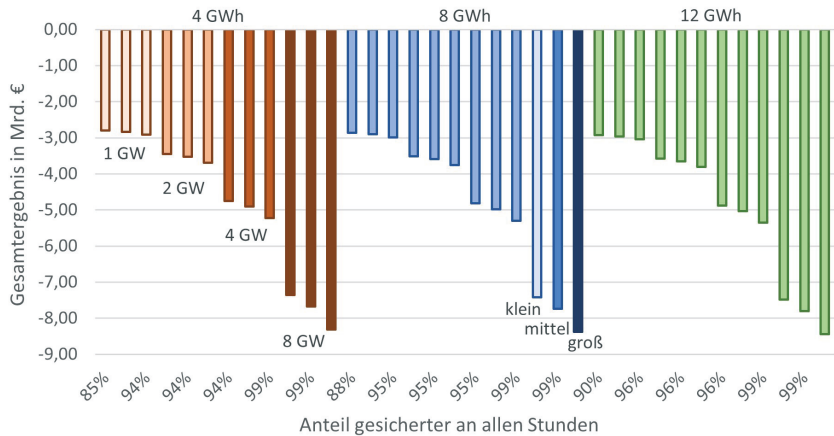


Abb. 4: Gesamtergebnis des jeweils konfigurierten virtuellen Kraftwerks und der Anteil der Stunden, in denen die gewünschte gesicherte Leistung bereitgestellt wurde, am gesamten Betrachtungszeitraum in Abhängigkeit von den Batteriekapazitäten 4, 8 und 12 GWh, den Biogasanlagenleistungen 1, 2, 4 und 8 GW und dem kleinsten, mittleren und großen Gasspeicher

3.2 Ergebnisse des dynamischen Modells

Der Anteil der Stunden, in denen die gesicherte Leistung von 4 GW zur Verfügung gestellt wird und das ökonomische Gesamtergebnis des virtuellen Kraftwerks wurden für 15 verschieden konfigurierte Anlagen ermittelt. Der Kapazitätskredit liegt zwischen 98,7 % und 100,0 % in allen Szenarien. Allerdings besteht kein eindeutiger Zusammenhang zwischen Kosten (3,7-5,3 Mrd. €) und Kapazitätskredit. Es bestehen folglich lokale Optima, die durch Wechselwirkungen zwischen Batteriespeicher und Biogasanlage bedingt sind. Daher muss das Modell erweitert werden, sodass das neuronale Netz auch die Kosten der Kraftwerkskomponenten in die Optimierung einbezieht.

Die Simulationsergebnisse bezüglich der Zusammensetzung des virtuellen Kraftwerks sind in Abb. 6 dargestellt. Dabei werden die Parameter auf ihren jeweiligen Maximalwert bezogen (normierte Werte, y-Achse), welche zuvor im Modell festgelegt wurden. Es ist zu sehen, dass ein Anteil der gesicherten Stunden am gesamten Betrachtungszeitraum von 100 % mit unterschiedlichen Anlagenkonfigurationen zu erreichen ist. Dabei fällt auf, dass insbesondere eine hohe stündliche Biogaserzeugung zu einer höheren Anzahl an gesicherten Stunden führt, auch wenn die Batterie und der Gasspeicher aufgrund der geringen motorischen Leistung der Biogasanlage im Vergleich zu anderen Durchläufen kleiner konfiguriert worden sind. Das liegt vor allem daran, dass der Gasspei-

cher nach seiner Verwendung für die Sicherstellung der gewünschten Leistung schnell wieder gefüllt werden kann. Somit kann der Gasspeicher auch längere Zeiträume abdecken und Versorgungssicherheit gewährleisten.

In Bezug auf die Arbeitsweise des neuronalen Netzes ist in Abb. 6 zu erkennen, dass der Kapazitätskredit zwischen den Optimierungsläufen schwankt; das System testet den Einfluss der Parameter auf die Ergebnisgröße. Das System hat noch keine eindeutige Lösung gefunden. Daher muss das neuronale Netz noch trainiert werden.

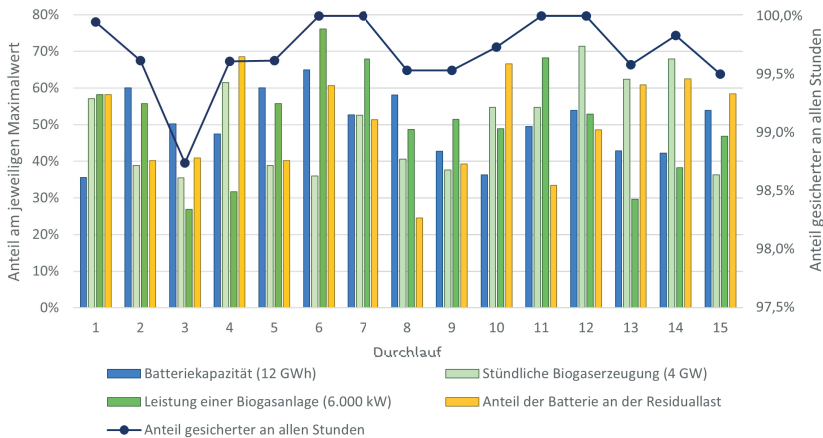


Abb. 6: Einfluss der Ausgangsparameter des neuronalen Netzes auf den Anteil der Stunden, in denen die gewünschte gesicherte Leistung bereitgestellt wurde, am gesamten Betrachtungszeitraum für alle 15 Durchläufe (Größe der Parameter als Anteil am jeweiligen Maximalwert)

Die Mittelwerte aller betrachteten Parameter und Ergebnisse sind für alle Durchläufe des Modells bestimmt worden und in Tab. 2 zu finden.

Tab. 2: Mittelwerte für die vom neuronalen Netz berechneten Parameter und für die daraus resultierende Gasspeicherkapazität mit dem durchschnittlichen Anteil der gesicherten Stunden am gesamten Betrachtungszeitraum und dem durchschnittlichen Gesamtergebnis des konfigurierten virtuellen Kraftwerks

Ø Batteriekapazität [GWh]	Ø Biogaserzeugung [GW]	Ø Biogasleistung [MW]	Ø Anteil Batterie/Residuallast [%]	Ø Gasspeicherkapazität [GWh]	Ø Anteil gesicherter Stunden [%]	Ø Gesamtergebnis [Mrd. €]
6,0	2,0	6.060	50 %	32,1	99,68	-4,59

6 Diskussion & Ausblick

Das Modell zeigt, dass virtuelle Kraftwerke gesicherte Leistung zur Verfügung stellen können und dabei einen Kapazitätskredit von annähernd 100 % erreichen. Biogasanlagen sind dabei ein wesentliches Element der Absicherung des Gesamtsystems, auch wenn diese die Kosten des Gesamtsystems maßgeblich beeinflussen.

Die gesicherte Leistung kann als Terminprodukt (hier: year, base) gehandelt werden und reduziert damit das Marktrisiko der erneuerbaren Energien am Strommarkt. Gleichzeitig werden hierdurch die Märkte stabilisiert, speziell der Spotmarkt wird entlastet. Parallel werden fossile (Über)Kapazitäten in der Grundlast ersetzt, ein sicherer Umbau der Kraftwerksstruktur hin zu erneuerbaren Energien wird unterstützt.

Eine statische Modellierung eines solchen Systems ist möglich. Die Ergebnisentwicklung kann über Sensitivitäten ermittelt werden. Allerdings bleiben die Ergebnisse eines solchen Systems aufgrund der zahlreichen Querbeeinflussungen zwischen den Parametern unbefriedigend. In diesem Bereich kann der Einsatz selbstlernender maschineller Systeme tiefergehende Ergebnisse liefern. Allerdings sind diese Systeme keine Selbstläufer, sondern erfordern ein tiefgehendes Modellverständnis, um das System in geeigneter Form zu parametrieren. Die hier vorgestellten Ergebnisse fokussieren sich noch auf die technische Optimierung des virtuellen Kraftwerks, im weiteren Verlauf sollen die ökonomischen Parameter stärker in der Optimierung berücksichtigt werden.

Literatur/Quellen

- BEE (Hg.) (2020a): BEE-Hintergrundpapier zum §51 EEG in der EEG Novelle 2021. Vergleich der Wirkung des neuen §51 EEG 2021 gegenüber §51 EEG 2017. Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. Berlin.
- BEE (Hg.) (2020b): Vorschlag zu Maßnahmen für eine kurzfristige Anpassung des Strommarktdesigns. Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. Berlin.
- Consentec (Hg.) (2010): Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Aachen/Köln.
- Energiesee GmbH (Hg.) (2021). Online verfügbar unter https://www.energiesee.de/wp-content/uploads/2021/03/Energie_Report_KW_10.pdf.
- Ernst, Hartmut; Schmidt, Jochen; Beneken, Gerd (2020): Grundkurs Informatik. Grundlagen und Konzepte für die erfolgreiche IT-Praxis – Eine umfassende, praxisorientierte Einführung. 7th ed. 2020. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden; Imprint: Springer Vieweg.
- Ertel, Wolfgang (2016): Grundkurs Künstliche Intelligenz. Eine praxisorientierte Einführung. 4., überarbeitete Auflage. Wiesbaden: Springer Vieweg (Computational Intelligence).

- IRENA (Hg.) (2019): Global weighted average LCOE and auction values 2010-2023. concentrating solar power - offshore wind - onshore wind - solar photovoltaic. International Renewable Energy Agency. Online verfügbar unter <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Costs/Global-LCOE-and-Auction-values>.
- IRENA (Hg.) (2021): Renewable capacity highlights. International Renewable Energy Agency. Online verfügbar unter https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Apr/IRENA_-RE_Capacity_Highlights_2021.pdf?la=en&hash=1E133689564BC40C2392E85026F71A0D7A9C0B91.
- Mohaupt, Franziska; Oels, Angela; Schmidt, Katrin; Folz, Anja; Gähns, Swantje; Zollner, Franziska (2020): Die Perspektive der Nutzergruppen auf die Flexibilisierung des Energiesystems. Designetz - Baukasten Energiewende Von Einzellösungen zum effizienten Energiesystem der Zukunft. Bericht zum Arbeitspaket 8. IÖW. Berlin.
- Rohrig, Kurt; Knorr, Kaspar: Forschungsprojekt Kombikraftwerk 2. In: Reimund Neugebauer (Hg.): Ressourceneffizienz, S. 45-57.
- TenneT (Hg.) (2021): Netzkennzahlen. TenneT TSO GmbH. Online verfügbar unter <https://www.tennet.eu/de/strommarkt/transparenz/transparenz-deutschland/>.

Kontakt

Dr. Kilian Hartmann, Professor für Energiewirtschaft

TH Aschaffenburg, Fakultät Ingenieurwissenschaften

☎ +49 (0)6021.4206-933 | ✉ kilian.hartmann@th-ab.de www.th-ab.de

Bewertungssystematik zur Eignung landwirtschaftlicher Reststoffe für die Flexibilisierung des Biogasprozesses

Zusammenfassung: Damit Biogasanlagen alle Ihre Vorteile in das Energiesystem der Zukunft einbringen können, müssen sie zunehmend bedarfsgerecht betrieben werden. Ein Teil der Lösung kann ein flexibles Fütterungsmanagement sein. Um die Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen in Zukunft zu verbessern, muss ebenso der Anteil an landwirtschaftlichen Reststoffen am Einsatzstoffspektrum erhöht werden. Im Forschungsprojekt RestFlex (FKZ: 22406118, FNR/ BMEL) ist es daher das Ziel, die Eignung von landwirtschaftlichen Reststoffen für die flexible Biogasproduktion mittels modellgestützter Methoden zu evaluieren. Auf Basis einer Ressourcendatenbank mit Daten zu Ressourcenangebot und zur Ressourcennutzung wurden geeignete landwirtschaftliche Reststoffe zur Untersuchungen der Abbaukinetik ausgewählt. Die zu ermittelnden kinetischen Daten auf Basis von kontinuierliche und diskontinuierliche Laborversuchen sollen Aufschluss über die spezifischen Einsatzmöglichkeiten der Reststoffe in der flexiblen Biogasproduktion geben.

Abstract: Biogas plants increasingly need to be operated demand-driven in order to bring all their benefits to the energy system. Part of the solution can be a flexible feeding management. In order to improve the sustainability and economic efficiency of biogas plants in the future, the share of agricultural residues in the feedstock spectrum must be further increased. The research project RestFlex (FKZ: 22406118, FNR/ BMEL) therefore aims at evaluating the suitability of agricultural residues for flexible biogas production using model-based methods. Based on a resource database with data on resource supply and resource utilization of biogenic residues, suitable agricultural residues were selected for determination of degradation kinetics. Kinetic data from continuous and discontinuous laboratory tests provide reliable information on specific options for flexible biogas production of individual residues.

1 Einleitung

Landwirtschaftliche Biogasanlagen sind in Deutschland bisher überwiegend für einen konstanten Energieoutput im Grundlastbetrieb ausgelegt. Um Energie aus Biogasanlagen bedarfsorientiert im Sinne der Systemdienlichkeit bereit zu stellen, stehen mehrere technische Optionen zur Verfügung, wie beispielsweise ein Ausbau der Speicher- und Verstromungskapazitäten. Ein weiterer Teil der Lösung kann ein flexibles Fütterungsmanagement sein [1]. Landwirtschaftliche Reststoffe wie tierische Exkremente und Stroh finden in Deutschland bereits breiten Einsatz zur Erzeugung von Strom und Wärme aus Biogas. Um die Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen in Zukunft zu verbessern, muss der Anteil an landwirtschaftlichen Reststoffen am Einsatzstoffspektrum

weiterhin erhöht werden. Dies stellt spezifische Anforderungen an das Substrat, u.a. vor dem Hintergrund eines in Zukunft zunehmenden Anteils an bedarfsorientierter Stromerzeugung aus Biogas. Zur zielgerichteten Beeinflussung des Biogasprozesses werden Substrate mit unterschiedlicher Biogasbildungskinetik benötigt, um eine kurzfristige Steigerung oder Absenkungen der Biogasproduktion zu ermöglichen. Im Forschungsprojekt *RestFlex* (FKZ: 22406118, FNR/ BMEL) ist es daher das Ziel, die Eignung von landwirtschaftlichen Reststoffen für die flexible Biogasproduktion mittels modellgestützter Methoden zu evaluieren. Die Daten zum Abbauverhalten sollen anschließend in eine Ressourcendatenbank integriert werden, um die zu erwartenden Systembeiträge zu quantifizieren und weitere Handlungsempfehlungen geben zu können.

Der vorliegende Beitrag gibt einen Überblick über die Methodik im Vorhaben *RestFlex* und zeigt erste Ergebnisse der Bestimmung kinetischer Modellparameter anhand von Batchtests.

2 Material und Methoden

Ausgangspunkt zur Identifizierung geeigneter Rohstoffe sind die Ergebnisse zum Ressourcenangebot und zur Ressourcennutzung biogener Reststoffe, Nebenprodukte und Abfälle aus der Arbeitsgruppe Biomassereststoffmonitoring (AG BioRestMon; FKZ 22019215, FNR/ BMEL) [2]. Im Rahmen des Bioökonomiemonitorings für Deutschland konnte in diesem Vorhaben erstmals eine sektorenübergreifende Bilanzierung von 77 Biomassen durchgeführt werden. Diese umfangreichen Informationen sind in der DBFZ-Ressourcendatenbank [3] unter <http://webapp.dbfz.de/resources> öffentlich verfügbar und liegen derzeit für das Jahr 2015 vor. Dieser Datengrundlage wurde sich in der vorliegenden Untersuchung bedient, um geeignete Reststoffe zur flexiblen Biogasproduktion (einschließlich entsprechender Untersuchungen zur Abbaukinetik) festzulegen.

Nach der Auswahl der relevanten Reststoffe galt es, die für eine Bewertung des Flexibilisierungspotenzials notwendigen Informationen zum Abbauverhalten zusammenzustellen (Abb. 1).

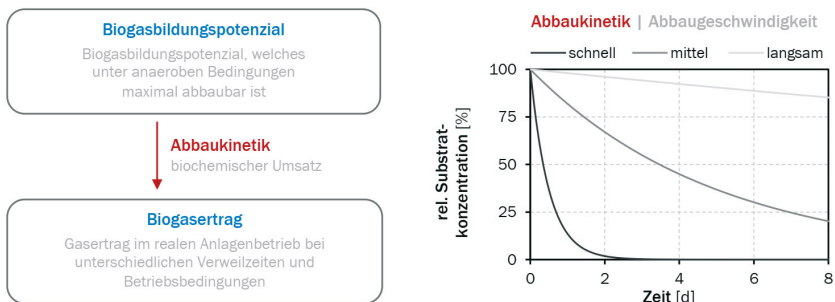


Abb. 1: Zusammenhang zwischen Biogasbildungspotenzial, Abbaukinetik und Biogasertrag im realen Anlagenbetrieb, © S. Weinrich, DBFZ

Dafür wurden zunächst vorhandene Versuchsdaten des DBFZ zusammengetragen und überprüft. Fehlende Daten wurden mittels Laboranalysen bzw. -versuchen ermittelt.

Zur Charakterisierung der grundsätzlichen Substrateigenschaften wurden zunächst folgende Kenngrößen bestimmt:

- Wassergehalt und Rohasche
- Lösliche bzw. flüchtige Substanzen (Chromatographie und Spektroskopie)
- Rohproteine, Rohfette, Rohfaser und spezifische Faserbestandteile (z.B. Lignin, Hemicellulose)
- Anteil der Elemente C, H, O, N und S (Elementaranalyse)
- Brennwert

Von den Substraten wurde weiterhin das Methanpotential anhand von diskontinuierlichen Vergärungsversuchen (Batchtests nach VDI 4630 [4]) bestimmt. Ergänzend zu den Batchtests wurden adaptierte quasi-kontinuierliche Vergärungsversuche (sog. Abklingversuche) der entsprechenden Substrate im Labormaßstab durchgeführt. Diese Versuche wurden als Doppelversuche durchgeführt und zeichnen sich durch eine stationäre Phase zur quasi-kontinuierlichen Vergärung eines ausgewählten Substrates aus, an die eine Abklingphase ohne Fütterung angeschlossen wird.

Für die Identifikation kinetischer Kenngrößen zur Beschreibung des zeitlichen Abbauverhaltens einzelner Substrate wird auf die am DBFZ vorhandenen, vereinfachten und praxisnahen Reaktionsmodelle zurückgegriffen [5]. Dabei gilt es, die für die Simulation benötigten kinetischen Konstanten mittels geeigneter Identifikationsverfahren anhand der Messdaten der quasi-kontinuierlichen und diskontinuierlichen Laborversuche zu ermitteln (Abb. 2). Bei hinreichend präzisen Simulationsergebnissen charakterisieren die entsprechenden kinetischen Konstanten dann das dynamische Abbauverhalten der eingesetzten Substrate.

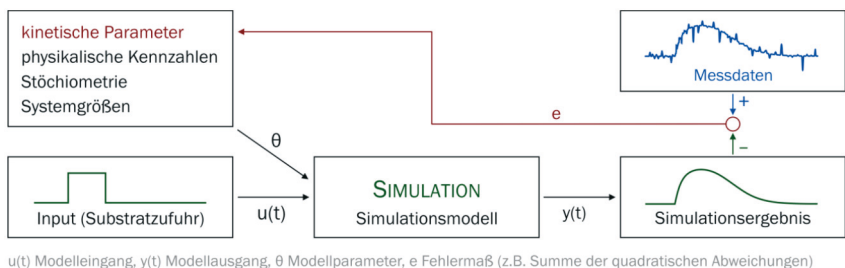


Abb. 2: Schematische Darstellung der allgemeinen Methodik zur Identifikation kinetischer Parameter; © S. Weinrich, DBFZ

3 Ergebnisse

In einem ersten Schritt wurden die zu untersuchenden landwirtschaftlichen Reststoffe festgelegt. Prioritäres Filterkriterium in der Rohstoffauswahl war die Eignung für die verwendete Technologie. In diesem Vorhaben soll das Methanpotential sowie die spezifische Abbaukinetik einzelner Biomassen in Biogasanlagen untersucht werden, d.h. die Biomassen müssen vergärbar sein. Werden die in der DBFZ-Ressourcendatenbank enthaltenen 77 Rest- und Abfallstoffe auf diese Rohstoffeigenschaft hin gefiltert, können 17 Biomassen für diesen Technologiepfad ausgeschlossen werden [3]. Das betrifft vor allem holzartige Biomassen. Die übrigen 60 biogenen Ressourcen sind grundsätzlich vergärbar und kommen somit für den gewählten Konversionspfad in Frage.

Eine weitere Zielvorgabe bei der Rohstoffauswahl in diesem Vorhaben war, neben der Eignung für den anaeroben Vergärungsprozess, Rohstoffe mit einem möglichst hohen, für Biogasanlagen verfügbaren bzw. mobilisierbaren Potenzial zu priorisieren. Nach Brosowski et al. 2019 [6] liegen die Biomassepotenziale in Bandbreiten (Minimum und Maximum) für 10 Schlüsselinformationen vor. Für die Analyse wurde sich der Bandbreite des mobilisierbaren Biomassepotenzials und der energetischen Nutzung im Bezugsjahr 2015 als Schlüsselinformationen bedient. Das mobilisierbare Potenzial gibt dabei die Differenz zwischen dem technisch verfügbarem Gesamtpotenzial und dem sich bereits in einer Nutzung befindlichen technischen Potenzial an. Die energetische Nutzung ist neben der stofflichen Nutzung Teil des genutzten technischen Potenzials [6]. Die drei wichtigsten landwirtschaftlichen Nebenprodukte – Getreidestroh, Rindermist und Rindergülle – repräsentieren mit 9,3 - 21,9 Mio. t Trockenmasse (TM) allein mehr als zwei Drittel des gesamten mobilisierbaren Potenzials aller vergärbaren Biomassen (13,5 - 32,2 Mio. t TM) [3].

Tab. 1 zeigt die für das Vorhaben als relevant ausgewählten landwirtschaftlichen Reststoffe. Diese wurden anhand 1.) der Mengenpotenziale, 2.) der Vorgabe eines möglichst breiten Spektrums der Abbaukinetik und 3.) aufgrund von Erfahrungen aus anderen, am DBFZ durchgeführten Projekten ausgewählt.

Anschließend an die Substratauswahl erfolgte die Durchführung der diskontinuierlichen und quasi-kontinuierlichen Laborversuche zur Bestimmung der kinetischen Substrateigenschaften. Auf Basis von praxisnahen Reaktionsmodellen [7] sind in Abb. 3 erste Simulationsergebnisse bei der Bestimmung der kinetischen Modellparameter aus Batchversuchen für das Beispielsubstrat Strohpellets dargestellt.

Tab. 1: Auswahl an landwirtschaftlichen Reststoffen für das Vorhaben RestFlex inklusive geplanter Untersuchungen. Batchversuche: Bestimmung des Methanpotentials und der Abbaukinetik, Abklingversuche: semi-kontinuierliche Versuche in 10 L Laborreaktoren zur Bestimmung des Methanertrages und der Abbaukinetik. + Versuche werden durchgeführt, Grün markierte Versuche wurden bereits durchgeführt.

Nummer	Substratbezeichnung	Batchversuche	Abklingversuche
1	Stroh(pellets)	+	+
2	Rindergülle	+	+
3	Rindermist	+	+
4	Hühnertrockenkot (HTK)	+	/
5	Pferdemist	+	/
6	Rübenblattsilage	+	+
7	Apfeltrester	+	+
8	Kartoffelkraut	+	/
9	Getreidespelze	+	/
10	Rapsstroh	+	/
11	Maisspindeln	+	/

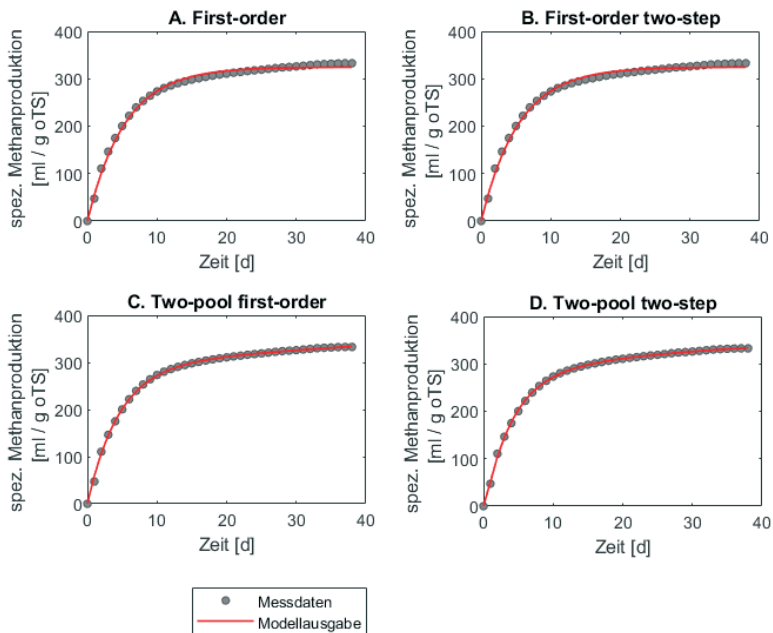


Abb. 3: Gegenüberstellung praxisnaher Reaktionsmodelle [7] für das Beispielsubstrat Strohpellets (Datenbasis Batchversuch)

Einen guten Kompromiss aus Übereinstimmung ($R^2 > 0,99$) und minimaler Anzahl unbekannter Modellparameter ($n = 4$) erfüllte im Fall der Strohpellets das Reaktionsmodell auf Basis von zwei Substratfraktionen (two-pool) mit unterschiedlichen Reaktionsgeschwindigkeiten (Abb. 3 C). Tab. 2 zeigt die identifizierten Parameter der bereits untersuchten Substrate aus Tab. 1 anhand des gleichen Reaktionsmodells. Die drei kinetischen Parameter dieses Modells sind zum einen die beiden Geschwindigkeitskoeffizienten für die schnell und langsam abbaubare Fraktion (k_f , k_s) und der Fraktionsanteil (α), als Anteil der schnellen Fraktion am Gesamtsubstrat.

Tab. 2: Übersicht zu den kinetischen Parametern ausgewählter Substrate am Beispiel des Ansatzes „zweistufige erste Ordnung Kinetik“

Substrat	Spez. Methan-potenzial	Substrat-fraktions-anteil	Reaktionskonstante		
			Schnelle Fraktion k_f [1/d]	Langsame Fraktion k_s [1/d]	R^2 [-]
Rindergülle	225,3	0,41	0,19	0,02	0,97
Rindermist	289,7	0,33	0,23	0,07	0,99
Strohpellets	399,6	0,72	0,22	0,01	0,99
Maisspindel	357,4	0,25	0,13	0,05	0,99
Kartoffelkraut	323,1	0,37	0,35	0,02	0,99
Rübenblattsilage	363,7	0,84	0,75	0,06	0,99

Insbesondere bei Rübenblattsilage können für eine flexible Fütterung günstige kinetische Eigenschaften (hoher Anteil an schnell abbaubarer Fraktion und hohe Reaktionskonstante der schnelle Fraktion) festgestellt werden. Zwar kann auch bei Strohpellets und Kartoffelkraut ein relativ zu den anderen Substraten erhöhter α -Anteil (schnellabbaubare Fraktion) festgestellt werden, allerdings zeigt die dazugehörige Reaktionskonstante k_f eher ungünstige kinetische Eigenschaften im Sinne eines schnellen Substratabbaus. Auf Basis dieser ersten, auf Batchversuchen basierten Ergebnissen, weist daher zunächst nur das Substrat Rübenblattsilage günstige Eigenschaften für eine schnelle Steigerung der Biogasproduktionsrate im Rahmen des Fütterungsmanagements zur bedarfsgerechten Biogaserzeugung auf.

4 Fazit und Ausblick

Der vorliegende Beitrag gibt einen Überblick zur Methodik der Substratauswahl sowie experimenteller Untersuchungen zur Ableitung von kinetischen Kennzahlen von landwirtschaftlichen Reststoffen im Rahmen des Vorhabens Restflex. Anhand der modellgestützten Bestimmung der Abbaukinetik landwirtschaftli-

cher Reststoffe werden im weiteren Projektverlauf Simulationsstudien zur Ermittlung optimaler Einsatzszenarien von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Flexibilisierung des Biogasprozesses bzw. der Biogasbereitstellung durchgeführt. Darüber hinaus ist es das Ziel, Daten zum Abbauverhalten in eine öffentlich zugängliche Ressourcendatenbank (<http://webapp.dbfz.de/resources>) zu integrieren und mit vorhandenen Mengenpotentialen an landwirtschaftlichen Reststoffen in Deutschland zu verschneiden. Auf dieser Basis können dann Handlungsempfehlungen zur zielgerichteten Nutzung und zum gesteigerten Einsatz landwirtschaftlicher Reststoffe im Rahmen einer flexiblen Biogaserzeugung bzw. bedarfsgerechten Stromerzeugung abgeleitet werden.

Literatur/Quellen

- [1] Mauky, E., 2019. A model-based control concept for a demand-driven biogas production. Dissertation, Universität Rostock
- [2] 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) Arbeitsgruppe Biomassereststoffmonitoring (AG BioRestMon): Schlussbericht. URL <https://www.fnr-server.de/ftp/pdf/berichte/22019215.pdf>
- [3] DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH: Ressourcendatenbank: Biogene Reststoffe. URL: <http://webapp.dbfz.de/resources>.
- [4] VDI 4630: Vergärung organischer Stoffe - Substratcharakterisierung, Probenahme, Stoffdatenerhebung, Gärversuch. Berlin: Beuth Verlag GmbH, 2016
- [5] Weinrich, S., 2017. Praxisnahe Modellierung von Biogasanlagen – Systematische Vereinfachung des Anaerobic Digestion Model No. 1 (ADM1). Dissertation, Universität Rostock
- [6] 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) How to measure the impact of biogenic residues, wastes and by-products: Development of a national resource monitoring based on the example of Germany. Biomass and Bioenergy 127 (2019), S. 105-275
- [7] Weinrich, S., Astals, S., Hafner, S.D., Koch, K., 2020. Kinetic modelling of anaerobic batch tests, in: Liebetrau J., Pfeiffer D. (Eds.), Collection of Methods for Biogas – Methods to determine parameters for analysis purposes and parameters that describe processes in the biogas sector. DBFZ, Leipzig, S. 349-369

Acknowledgement

Die Untersuchungen und Entwicklungen erfolgten im Rahmen des Projektes RestFlex (FKZ: 22041818, BMEL).

Kontakt

Dr.-Ing. Eric Mauky

DBFZ - Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig,

☎ +49 (0)341.2434-745 | ✉ eric.mauky@dbfz.de

Versuchsanlage zur Ammoniakstrippung aus Biogasgärresten mittels BHKW-Abgas zur Verbesserung der Ammoniaklöslichkeit im Strippgas- wäscher durch erhöhte Kohlenstoffdioxidkonzentration im Strippgas

Zusammenfassung: Am Fachgebiet Verfahrenstechnik der Technischen Universität Berlin soll ein neuartiges Verfahren zur Ammoniakstrippung aus Gärresten getestet werden. Die Besonderheit dieses Verfahrens liegt in der Nutzung von BHKW-Abgasen als Strippgas und der energetisch sinnvollen Kombination aus Gärresttrocknung und Strippung. Das Forschungsvorhaben wird von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. gefördert und durch den Industriepartner REW-Regenis begleitet. Dieser Artikel befasst sich mit der technischen Umsetzung der Versuchsanlage und beschreibt die geplanten Versuche. Haupteinflussparameter auf das zu untersuchende Verfahren sind das Volumenstromverhältnis von Strippgas zu Gärrest sowie der thermische Energiebedarf der Strippkolonne. Weitere zentrale Faktoren auf das Strippergebnis sind: der Kohlenstoffdioxidgehalt im Strippgas, die Temperatur der Waschflüssigkeit und deren Kohlenstoffdioxidgehalt. Weitere relevante Parameter sollen während der ersten Versuchsphase ermittelt werden, um einen ausführlichen Versuchsplan zur Verfahrensoptimierung zu erstellen. Ziel der Versuche an der Laboranlage ist die Auslegung einer großtechnischen Ammoniakstrippanlage auf Basis der Daten für ein Folgevorhaben.

Abstract: A new process for stripping ammonia from digestates is to be tested at the Department of Chemical Engineering at the Technische Universität Berlin. The special feature of this process is the use of CHP exhaust gases as stripping gas and the energetically sensible combination of digestate drying and stripping. The research project is funded by the Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (Agency for Renewable Resources) and supported by the industrial partner REW-Regenis. This article deals with the technical implementation of the experimental plant and describes the planned trials. The main parameters influencing the process to be investigated are the volume flow ratio of stripping gas to digestate and the thermal energy requirement of the stripping column. Other key factors on the stripping result are: carbon dioxide content in the stripping gas, the temperature of the scrubbing liquid and its carbon dioxide content. Other relevant parameters are to be determined during the initial trial phase in order to draw up a detailed trial plan for process optimisation. The aim of the trials on the laboratory plant is to design a large-scale ammonia stripping plant on the basis of the data for a follow-up project.

Einleitung

In einem von der FNR (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.) geförderten Verbundvorhaben soll in Zusammenarbeit mit einem Industriepartner ein Ammoniakstrippungs-Verfahren entwickelt werden. In dem Verfahren wird BHKW-Abgas genutzt, um sowohl die Abgaswärmenutzung zu maximieren, als auch den Schwefelsäureeinsatz im Gaswäscher zu minimieren.

Notwendig wird ein solches Verfahren insbesondere in Biogasanlagen, die in Regionen mit intensiver Tierhaltung betrieben werden. Hier kommt es zu regionalen Pflanzennährstoffüberschüssen – vornehmlich Stickstoff. Infolge steigender Nitratgehalte im Grundwasser, ist ein Export der Pflanzennährstoffe aus diesen Regionen unabdingbar. [1] [2] Um den Transportaufwand gering zu halten, empfiehlt es sich, die Nährstoffe aufzukonzentrieren, da Gärreste und Gülle mit über 90 % einen hohen Wassergehalt aufweisen. Ziel der Ammoniakstrippung ist es daher, möglichst viel Ammoniumstickstoff aus den Gärresten zu entfernen und gleichzeitig eine möglichst hochkonzentrierte Ammoniumlösung bei minimalem Chemikalieneinsatz zu erzeugen.

Im Verbundverfahren der Technischen Universität Berlin und dem Industriepartner REW-Regenis soll daher in einem zweiteiligen Forschungsvorhaben zunächst die Machbarkeit im Labor nachgewiesen und erste Auslegungsdaten für das Verfahren gesammelt werden. In einem möglichen Anschlussprojekt erfolgt die Errichtung einer Demonstrationsanlage, um das Verfahren im großtechnischen Maßstab zu optimieren. Zum aktuellen Zeitpunkt befindet sich das Projekt im ersten Projektjahr und in der Planungs- und Bauphase der Laboranlage.

Großtechnisches Verfahren

Das Fließschema des großtechnischen Ammoniakstrippungs-Verfahrens ist in Abb. 1 dargestellt. Der unbehandelte Gärrest verlässt den Fermenter und gelangt zunächst in eine Schneckenpresse, wo er in zwei Fraktionen aufgeteilt wird: eine Flüssigfraktion und eine Festfraktion. Ein nachgeschalteter Trockner reduziert den Wassergehalt der Festfraktion unter Verwendung von BHKW-Abgas. Während die getrocknete Festfraktion mit diesem Prozessschritt weitestgehend aufbereitet ist, wird das feuchte Rauchgas, das den Trockner verlässt, in der Strippkolonne zur Aufbereitung der Flüssigfraktion als Strippgas eingesetzt.

In der Strippkolonne werden das Strippgas und die Flüssigfraktion des Gärrests im Gegenstrom geführt und der gelöste Ammoniak bei zirka 80 °C aus der Flüssigphase in die Gasphase gebracht. Der ammoniakreduzierte flüssige Gärrest gelangt im Anschluss in das Gärrestlager oder wird dem Fermenter als Rezirkulat erneut zugeführt.

Das Strippgas, das die Strippkolonne verlässt, ist mit Ammoniak, Kohlenstoffdioxid und Wasser beladen. Es wird in den Wäscher I geleitet, in dem bei Temperaturen zwischen 50 °C und 60 °C der Ammoniak und das Kohlenstoffdioxid in

die wässrige Waschlösung übergehen. Die pH-Wert absenkende Wirkung des Kohlenstoffdioxids in Wasser begünstigt hierbei die Absorption des Ammoniaks, da sich bei niedrigen pH-Werten das Gleichgewicht der Dissoziationsreaktion zwischen Ammoniak und Ammonium hin zu höheren Ammoniumkonzentrationen verschiebt.

In einer zweiten Wäscherkolonne erfolgt die restliche Ammoniakabscheidung aus dem Strippgas mittels Schwefelsäure. In der Waschlösung des Wäschers II entsteht durch die Reaktion von Ammoniak und verdünnter Schwefelsäure eine Ammoniumsulfatlösung. Beide Produkte der Wäscher können als Düngemittel eingesetzt werden und weisen eine höhere Transportwürdigkeit auf, als der unbehandelte Gärrest. Die im Forschungsvorhaben zu untersuchenden Teilprozesse sind die Ammoniakstrippung sowie die Strippgaswäsche ohne Zufuhr von Schwefelsäure. In Abb. 1 sind die Prozessschritte durch einen gestrichelten Rahmen markiert.

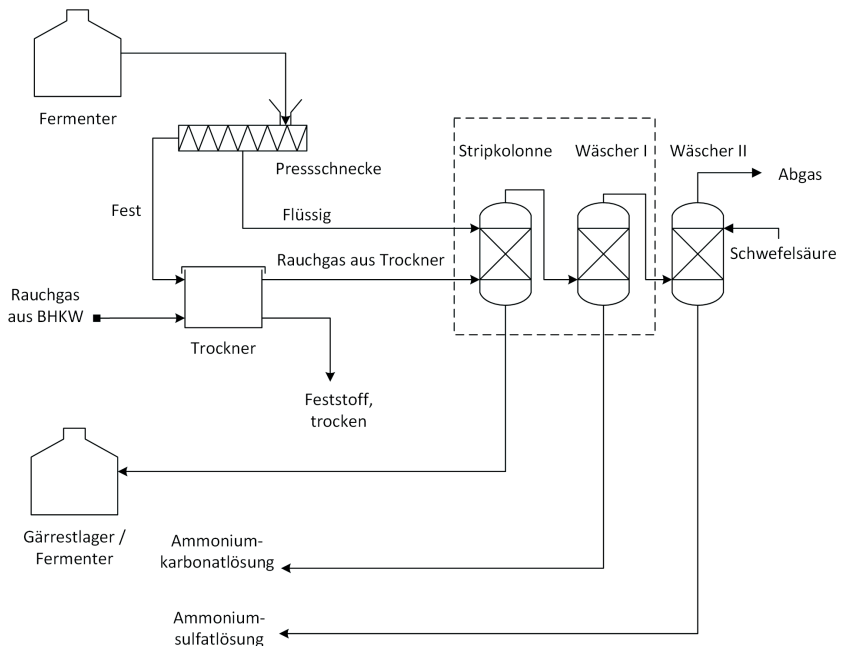


Abb. 1 Verfahrensfliessbild der großtechnischen Ammoniakstrippung

Laborverfahren

Zur Untersuchung des geplanten großtechnischen Verfahrens im Labor muss der Prozess entsprechend abgeändert und vereinfacht werden, damit Änderungen an den verschiedenen Einflussparametern auf die Strippung und die

Wäsche einfach eingestellt werden können. Abb. 2 stellt das Fließschema der Laboranlage dar. Wie hierin zu sehen ist, unterteilt sich die Anlage zur Ammoniakstrippung in vier Funktionsgruppen:

1. Synthetische Rauchgaserzeugung
2. Ammoniakstrippung
3. Ammoniakwäscher
4. Strippgasnachbehandlung

Mithilfe dieser vier Funktionsgruppen wird eine großtechnische Ammoniakstrippung mit BHKW-Abgas als Strippgas nachempfunden. Die Arbeitsweise der einzelnen Funktionsgruppen wird im Folgenden erklärt.

Synthetische Rauchgaserzeugung

Um die Bedingungen an einer großtechnischen, mit BHKW-Abgas betriebenen Ammoniakstrippanlage im Labor nachzustellen, bedarf es zunächst der Erzeugung eines Modell-Strippgases, das den realen Bedingungen möglichst nahekommt. Hierzu werden technisches CO_2 -Gas und Luft mit Wasserdampf gemischt, die Dosierung erfolgt automatisiert durch Massflowcontroller. Dabei wird der CO_2 -Gehalt entsprechend der realen Abgaszusammensetzung dosiert. Der geringere O_2 -Gehalt im BHKW-Abgas als in der Luft wird vernachlässigt. Die Einstellung des Wassergehalts orientiert sich an der maximal verdampfbaren Wassermenge, die unter Einsatz der thermischen Energie des Abgasstroms erreicht werden kann, wenn dieser von $480\text{ }^\circ\text{C}$ auf $90\text{ }^\circ\text{C}$ abgekühlt wird. Umgekehrt funktioniert dies in der Synthetischen Rauchgaserzeugung, hier wird das Luft-Kohlenstoffdioxid-Gemisch vorgewärmt, mit Wasserdampf gemischt und auf $90\text{ }^\circ\text{C}$ temperiert. Das synthetische Rauchgas gelangt im Anschluss in die Ammoniakstrippung.

Ammoniakstrippung

Die Ammoniakstrippung besteht aus einer beheizbaren Laborglas-Füllkörperkolonne sowie einem temperierten Vorlagebehälter für den synthetischen Gärrest. Im Vorlagebehälter wird batchweise Wasser auf $80\text{ }^\circ\text{C}$ erwärmt. Mit Ammoniumcarbonat-Granulat erfolgt das Einstellen des versuchsabhängigen Ammoniumstickstoff-Gehalts, der zwischen 2 g/L und $10\text{ g/L NH}_4\text{-N}$ liegt.

Eine Schlauchpumpe befördert den temperierten synthetischen Gärrest zum Kopf der Kolonne, sodass der Gärrest die Kolonne durchläuft. Dabei wird Ammoniak aus dem flüssigen synthetischen Gärrest in die gasförmige Strippgas Phase übertragen. Der synthetische Gärrest gelangt nach der Strippkolonne wieder in den Vorlagebehälter. Im Vorlagebehälter selbst werden der pH-Wert, die Leitfähigkeit und die Temperatur gemessen. Vor und hinter der Strippkolonne erfolgt eine weitere Temperaturmessung, um den Temperaturabfall über die Kolonne messen zu können.

Das synthetische Rauchgas aus der Rauchgaserzeugung dient in der Ammoniakstripp-Kolonne als Strippgas und wird am Fuß der Kolonne eingeführt. Es belädt sich beim Durchströmen der Kolonne und verlässt diese am Kopf. Von hieraus gelangt das Strippgas in den Ammoniakwäscher.

Ammoniakwäscher

Das ammoniakbeladene Strippgas wird in dieser Funktionsgruppe vom Ammoniak gereinigt. Dies erfolgt versuchsabhängig in ein oder zwei Schritten. Der Ammoniakwäscher besteht aus drei Bauteilen: einem Liebigkühler zur Abkühlung des Strippgases respektive des Auskondensierens von ammoniakhaltigem Wasser, einer Laborglas-Füllkörperkolonne und einem gekühlten Vorlagebehälter, der die Waschflüssigkeit enthält.

Das Strippgas gelangt zunächst in den Liebigkühler. Hier wird es heruntergekühlt, damit Wasser auskondensiert und sich anschließend Ammoniak und Kohlenstoffdioxid aus dem Strippgas im Kondenswasser lösen können. Das Strippgas sowie das Kondensat strömen anschließend in den Fuß der Wäscherkolonne. Dabei fließt das Kondensat in den Vorlagebehälter ab, das Strippgas steigt durch die Wäscherkolonne im Gegenstrom zur Waschflüssigkeit auf. Die Waschflüssigkeit absorbiert dabei weiteres Kohlenstoffdioxid und Ammoniak, sodass sich der Ammoniakgehalt des Strippgases reduziert. Am Kopf der Kolonne tritt das Strippgas aus und gelangt in den letzten Prozessschritt – die Strippgasnachbehandlung.

Im Vorlagebehälter des Ammoniakwäschers werden ebenfalls pH-Wert, Leitfähigkeit und Temperatur gemessen. Ein Thermostat regelt die Temperatur auf versuchsabhängige 50 °C bis 60 °C. Mittels Schlauchpumpe findet die Umwälzung der Waschflüssigkeit durch die Füllkörperkolonne statt. Die Waschflüssigkeit besteht ausschließlich aus Wasser sowie dem darin gelösten Kohlenstoffdioxid und Ammoniak.

Strippgasnachbehandlung

Das bereits im Ammoniakwäscher aufbereitete Strippgas, wird in dieser Funktionsgruppe nachbehandelt, um im Strippgas verbliebene Ammoniakreste zu entfernen. Die Strippgasnachbehandlung besteht aus einer weiteren Laborglaskolonnen, in der 10 %ige Essigsäure als Waschflüssigkeit zum Einsatz kommt. Das Strippgas durchströmt die Kolonne und gelangt anschließend über eine Abzugsvorrichtung direkt in den Abluftschacht. Die Waschflüssigkeit wird auf pH-Wert und Leitfähigkeit überwacht. Damit ist es möglich stets eine gute Abscheideleistung zu garantieren und gleichzeitig den Restammoniakgehalt im Strippgas nach dem ersten Wäscher zu bestimmen.

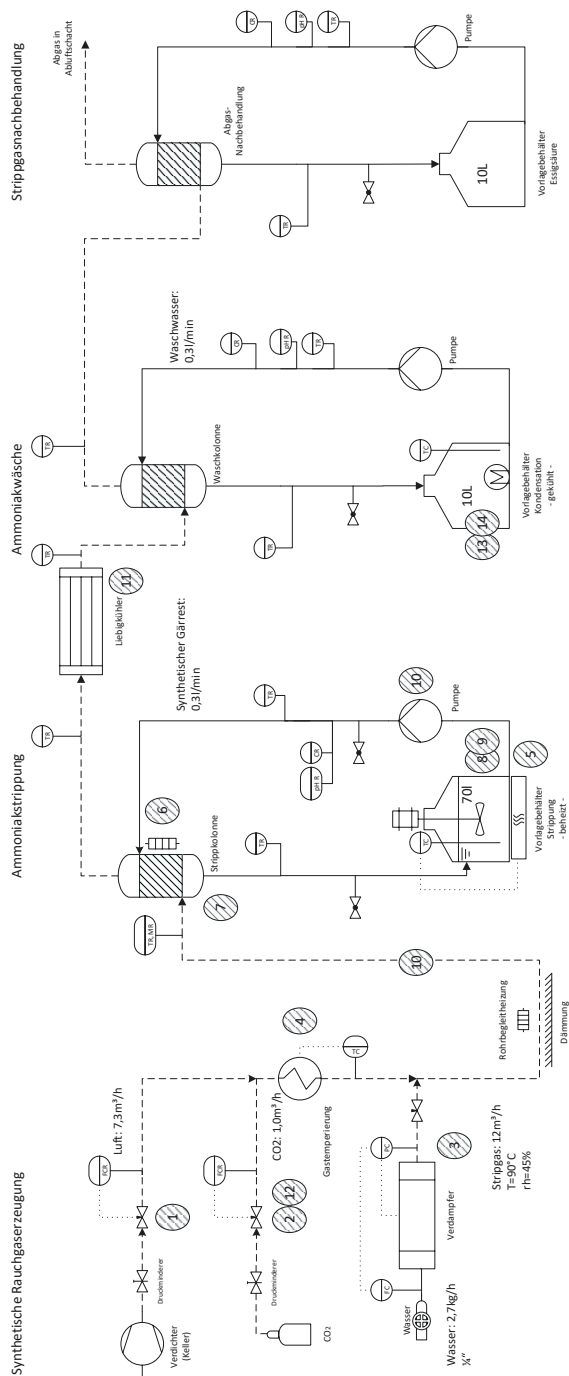


Abb. 2 Fließschema der Laboranlage mit Benennung der einzelnen Funktionsgruppen

Technische Umsetzung des Laborverfahrens

Aufgrund der diversen Möglichkeiten das geschilderte Laborverfahren umzusetzen, werden hier die eingesetzten Geräte, deren Funktion innerhalb der Laboranlage und die allgemeine Vorgehensweise vorgestellt. Für die Auslegung der Laboranlage wurde eine Berechnungstabelle erstellt, die die Randbedingungen der Anlage berechnet und die einzelnen Funktionsgruppen bilanziert. Die Ausgabedaten der Berechnungstabelle bestehen aus:

- Abgaszusammensetzung des BHKW basierend auf dem Datenblatt [3]
- Abgas- bzw. Strippgaszusammensetzung nach Trockner
- Bilanzierung der Gärrestströme an einer 500 kWel Biogasanlage und
- Skalierung der Stoff- und Energieströme auf die Laboranlage
- Gasmassenströme in der Synthetischen Abgaserzeugung u.a. basierend auf [4]
- Thermischer Energiebedarf für die Temperierung der Gasströme
- Leistungsbedarf für die Dampferzeugung
- Temperatur der Gasgemische
- Thermischer Energiebedarf der Strippkolonne
- Abfuhrbedarf thermischer Energie in Kondensator und Ammoniakwäscher

Das erste Ergebnis der Berechnung bestand in der Definition des Flaschenhalbes der Laboranlage. Weil die Versuche von [4] zeigten, dass ein Gas/Flüssig-Verhältnis von 700-750 Nm³/m³ optimal für eine Ammoniakstrippung mit Luft ist, musste der Strippgasmassenstrom auf die maximale Durchflussmenge eines gängigen CO₂-Druckminderers ausgelegt werden. Nach Festlegung des maximalen Strippgasmassenstroms erfolgte die Berechnung der übrigen Massen- und Energieströme. Infolgedessen waren die Auslegung und Auswahl der Einzelkomponenten möglich.

Die Bereitstellung des Luftstroms in der Synthetischen Abgaserzeugung übernimmt der Kompressor der Hausdruckluft, der Vordruck für den Massflowcontroller wird durch einen Druckminderer angepasst. Nahezu analog gelingt die CO₂-Gasbereitstellung, statt des Kompressors, kommt hier eine CO₂-Flasche zum Einsatz. Um die Auskondensation von Wasser beim Mischen von Gas- und Dampfstrom zu vermeiden, wird das Luft-CO₂-Gemisch temperiert bevor es sich mit dem Wasserdampf mischt. Für die Temperierung wird ein Inline-Prozessluft-Erhitzer mit einer Maximalleistung von 200 W genutzt dessen Regelung über ein Festkörperrelais durch ein PWM-Signal (Pulsweitenmodulation) realisiert wird. Rückmeldung liefert ein schnellansprechendes Typ-K Thermoelement.

Das Wasser für die Dampfbereitstellung wird gefiltert und enthärtet. Bevor es in den Verdampfer gelangt, misst ein Durchflussmesser den Massenstrom. Für die Verdampfung selbst kommt ein industrieller Verdampfer zum Einsatz, bei dem der Austrittsdruck des Wasserdampfes eingestellt werden kann. In Kombination mit einem fest eingestellten Nadelventil, das einen definierten Druckverlust aufweist, lässt sich der Dampfmassenstrom über den Ausgangsdruck steuern. Die Leistung des Dampferzeugers muss eine Mindestleistung von 2 kW für die

geplanten Versuche bereitstellen können. Um ein Auskondensieren in der Leitung zur Strippkolonne zu vermeiden, ist eine Rohrbegleitheizung zusätzlich zur Dämmung vorgesehen. Bevor das Strippgas in die Kolonne strömt wird nochmals die Temperatur und die Gasfeuchte gemessen. Der Zielzustand des Gases ist 90 °C mit einer relativen Feuchte von 45 %.

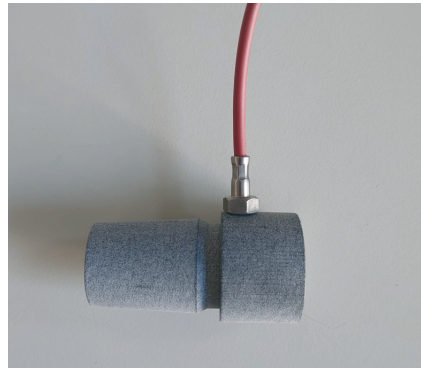
Die Kolonne zur Ammoniakstrippung und die beiden Wäscherkolonnen sind aus Laborglaskomponenten der Normschliffgröße 29/32 aufgebaut. Die Ammoniakstrippung kann mittels Silikonheizmatten temperiert werden, der Betrieb ist je nach Substrat – synthetischer oder echter Gärrest – als Füllkörperkolonne oder als Fallfilmkolonne möglich. Als Sumpf der Strippkolonne dient ein gerührter Edelstahltopf aus dem Gastronomiehandel, der elektrisch über Silikonheizmatten temperiert wird und eine Temperatur von 80 °C im Gärrest gewährleistet. Die Umwälzung des synthetischen Gärrests übernimmt eine Schlauchpumpe, die aufgrund ihrer Eigenschaften als Verdrängerpumpe das Messen des Volumens nach vorherigem Auslitern überflüssig macht. Messtechnisch überwacht wird in der Ammoniakstrippung: der pH-Wert, die Leitfähigkeit, die Eintritts- und Austrittstemperatur des Gärrests sowie die Ein- und Austrittstemperatur des Strippgases. Die Zugänglichkeit für die Temperaturmessung wird durch speziell für diesen Anwendungsfall gedruckte Sonderteile ermöglicht. Damit im Nachhinein von der Leitfähigkeit der Flüssigkeit auf den Ammoniumgehalt geschlossen werden kann, ist jeweils ein Probenahmehahn vor und hinter den Kolonnen vorgesehen. Über regelmäßige Probenahmen kann der Ammoniumgehalt bestimmt und mit den Leitfähigkeitsmessdaten korreliert werden.

Die Ammoniakwäsche ist ähnlich aufgebaut, wie die Ammoniakstrippung. Pumpe, Kolonne und Messtechnik sind identisch. Die Kolonne ist nicht beheizt, das eintretende Gas kann durch einen vorgeschalteten Liebigkühler mit verbundenem Thermostat auf definierte Temperaturen abgekühlt werden. Weiterhin kann der Sumpf der Ammoniakwäsche bedarfsweise gekühlt werden. Die nachgeschaltete Strippgasnachbehandlung dient zur Überprüfung des Ammoniak-Abscheidegrades im Ammoniakwäscher und stellt die restlose Ammoniakentfernung der Anlage sicher. Auch hier ist die Messtechnik identisch mit den beiden vorherigen Kolonnen. Der Betrieb erfolgt aus sicherheitstechnischen Aspekten mittels Essigsäure.

Die Steuerung, Regelung und Messdatenerfassung übernimmt ein National Instruments CompactRIO Modul (cRIO). Dessen Programmierung wird in LabView vorgenommen. Die digitalen Steuerbefehle des cRIO weisen eine Spannung von lediglich 5 V auf und müssen über Optokoppler auf 24 V verstärkt werden, damit gängige Elektrotechnik wie Relais angesteuert werden können. Die Regelung der Heizvorgänge erfolgt über Festkörperrelais mit PWM-Ansteuerung.



a) Neukalibrierter massiver MFC aus Bestandsanlage, die 105 bar maximale Druckbelastung werden nicht benötigt.

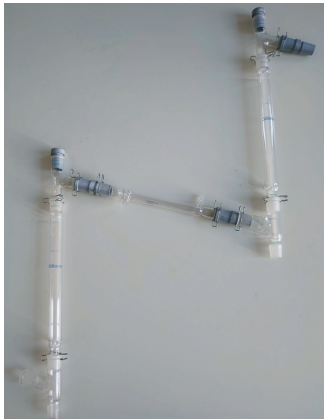


b) Eins von sechs Spezialdruckteilen aus Glas-kugel verstärktem PA12 mit M6 Gewinde für Temperaturfühler. Anschluss für Laborglas: NS 29/32

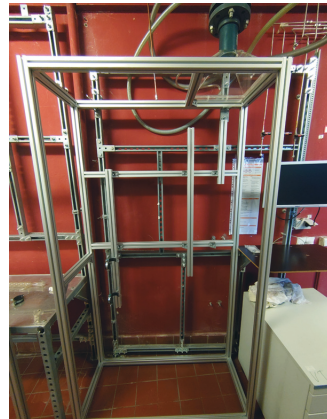
Abb. 3 Massflowcontroller MFC (a) und Zugang für Temperaturfühler (b)

Geplante Versuche

Der Versuchsplan sieht zunächst einen grundlegenden Nachweis der Funktion und Effizienz des Verfahrens vor, Energie- und Massenströme sollen bilanziert werden können und auf das großtechnische Verfahren extrapoliert werden. Weiterhin soll der Einfluss der CO_2 -Konzentration im Strippgas sowie dessen Massenstromverhältnis zum Gärrest auf den Strippgrad und die Ammoniakwäsche untersucht werden. Später soll eine Optimierung des Verfahrens durch Einstellung der Verfahrensparameter anhand eines statistischen Versuchsplans erfolgen.



a) Laborglaskolonnen und Liebigkühler mit Verbindungsstücken für Messzugang, die Silikonheizmatte muss noch an der linken Kolonne befestigt werden.



b) Aufstellung im Technikum, die Laborglas-konstruktion wird von einem Aluminium-profilrahmen gehalten. Der Abzug oben rechts ist dem Abluftschacht verbunden.



c) Eine von zwei Schlauchpumpen der Fa. Boxer. Der Schrittmotor ermöglicht eine feine Einstellung des Volumenstroms, der zugehörige Schlauch weist einen Innendurchmesser von 8 mm auf, um in Zukunft auch die Flüssigfraktion eines echten Gärrests behandeln zu können.



d) Silikonheizmatte mit 300 W elektrischer Leistungsaufnahme und PT100 Temperaturfühler für die Ammoniakstrippkolonne. Die acht Silikonheizmatten für den Kolonnensumpf haben jeweils eine Leistung von 750 W und sind ca. doppelt so groß.

Abb. 4: Ammoniakstrippung und -wäsche aus Laborglas (a), Aluminiumprofilrahmen mit Abzug zur Installation (b), Schlauchpumpe für Gärrest- und Waschflüssigkeitumwälzung (c) sowie Silikonheizmatte (d)

In Tab. 1 sind die Einflussparameter auf das Ammoniak-Strippverfahren aufgeführt und deren erwarteter Einfluss auf bestimmte Qualitätsmerkmale qualitativ durch + und – bewertet. Dabei bedeutet + immer eine positive Auswirkung hinsichtlich der Qualität, wenn der Wert des Parameters erhöht wird. Steht beispielsweise ein + vor „Energiebedarf“ bei dem Parameter Dampfmassenbruch, so führt eine Erhöhung dieses Parameters zu einem reduzierten Energiebedarf. Die Nummern der Parameter sind ebenfalls im Fließbild Abb. 2 aufgeführt.

Da ein vollständiger Versuchsplan mit zwei Stufen bei den aufgeführten 14 Parametern bzw. Faktoren zu einem Versuchsumfang von $214 = 16.384$ Versuchen führt, muss eine Reduktion der Faktoren erfolgen. Daher wird zunächst von den Bedingungen ausgegangen, die gemäß in Abschnitt Technische Umsetzung des Laborverfahrens erwähnten Berechnungsprogramms an einer Biogasanlage vorherrschen und laut Literatur zu guten Strippeigenschaften führen. Die so festgelegten Einflussparameter können ebenfalls Tab. 1 entnommen werden.

Tab. 1 Einflussparameter auf das Ammoniakstrippverfahren

#	Parameter	Einheit	Bewertung d. Einfluss auf Qualitätsmerkmal	Festlegung 1. Versuche
<i>Strippgas</i>				
1	Luftmassenbruch	kg/kg	+ Ammoniakstrippgrad – Abscheidegrad Wäscher	66 %
2	CO ₂ -Massenbruch	kg/kg	– Ammoniakstrippgrad + Abscheidegrad Wäscher	13 %
3	Dampfmassenbruch	kg/kg	+ Energiebedarf Strippung	21 %
4	Temperatur	°C	+ Energiebedarf Strippung + Ammoniakstrippgrad – Kühlbedarf Wäscher	90 °C
<i>Ammoniakstrippung</i>				
5	Temperatur Gärrest	°C	+ Ammoniakstrippgrad – Energiebedarf Strippung	80 °C
6	Heizleistung Strippkolonne	W	+ Ammoniakstrippgrad – Energiebedarf Strippung – Kühlbedarf Wäscher	0 W 300 W
7	Oberfläche Strippkolonne	m ²	+ Ammoniakstrippgrad – Verstopfungsneigung bei Einsatz echten Gärrests	236 cm ²
8	Viskosität Gärrest	Pa.s	– Ammoniakstrippgrad	0,001 Pas
9	Ammoniakgehalt Gärrest	g/l NH ₄ -N	+ Ammoniakstrippgrad – Ammoniakkonzentration N-reduzierter Gärrest – Ammoniakabscheidung Wäscher	10 g/l
10	Volumenverhältnis Strippgas/Gärrest	Nm ³ /m ³	+ Ammoniakstrippgrad – Energiebedarf Strippung – Abscheidegrad Wäscher	760 Nm ³ /m ³ 76 Nm ³ /m ³
<i>Ammoniakwäscher</i>				
11	Kühlleistung Kondensator / geringere Eintrittstemperatur Gas	W / °C	+ Abscheidegrad Wäscher – Kühlbedarf Wäscher	aus
12	CO ₂ -Massenbruch Gas	kg/kg	+ Abscheidegrad Wäscher	siehe 2
13	Temperatur Waschflüssigkeit	°C	– Abscheidegrad Wäscher + Kühlbedarf Wäscher	50 °C
14	CO ₂ -Gehalt Waschflüssigkeit	g/l CO ₂ (aq)	+ Abscheidegrad Wäscher	keine Regulation

Damit ergeben sich zu Beginn zwei Faktoren auf zwei Stufen und somit vier Versuche. Variiert werden die Beheizung der Strippkolonne und das Volumenstromverhältnis. Die Strippgaszusammensetzung und Temperatur entspricht hinsichtlich CO₂- und Wassergehaltes der BHKW-Abgaszusammensetzung nach der Gärrest-Trocknung. Die Ammoniakstrippung wird als Fallfilmapparat mit wässriger Ammoniumkarbonatlösung bei 80 °C mit und ohne Beheizung betrieben. Weiterhin weist das Volumenstromverhältnis von Strippgas zu Gärrest zwei Einstellungsmöglichkeiten auf. Diese werden durch unterschiedliche Strippgas-Volumenströme erzielt. Der Ammoniumstickstoffgehalt liegt bei 10 g/l, das entspricht dem Gehalt in einer Biogasanlage, die mit stark Ammoniak bildendem Substrat beschickt wird. Die Betriebsparameter der Ammoniakwäsche sind: eine Temperatur der Waschflüssigkeit bei 50 °C, weil diese Temperatur unterhalb der

Zersetzungstemperatur von sowohl Ammoniumcarbonat als auch Ammoniumhydrogencarbonat liegt, ein Betrieb als Füllkörperkolonne und gleiches Volumenverhältnis von Strippgas zu Waschflüssigkeit, wie in der Strippung.

Ausblick

In Abhängigkeit von den ersten durchgeführten Versuchen, wird entschieden welche der übrigen Versuchsparameter aus Tab. 1 in einem weiterführenden Versuchsplan ergänzt werden sollen. Diesbezüglich werden auch verfahrenstechnische und konstruktive Aspekte in Absprache mit dem Projektpartner REW Regenis berücksichtigt. Die gesammelten Ergebnisse werden in die für den zweiten Projektteil geplante Konstruktion der Demonstrationsanlage einfließen, um auch mit der großtechnischen Anlage eine optimale Strippung und Abgaswäsche zu erzielen.

Literatur/Quellen

- [1] NÄHRSTOFFBERICHT FÜR NIEDERSACHSEN 2019/2020, Landwirtschaftskammer Niedersachsen, Deutschland Oldenburg 2021
- [2] ec.europa.eu: Nitrat im Grundwasser. Kommission mahnt Deutschland zur Umsetzung des EuGH-Urteils – Deutschland – European Commission, 2019. https://ec.europa.eu/germany/news/20190725-nitrat_de#:~:text=Die%20Qualit%C3%A4t%20des%20Grundwassers%20in,Umweltkommissar%20Karmenu%20Vella%20in%20Br%C3%BCssel.&text=In%20einigen%20Bundesl%C3%A4ndern%20seien%20mehr,bei%2050%20mg%2F%20l%20liegt., abgerufen am: 20.04.2021
- [3] MAN: Technisches Datenblatt. Basismotor E 3262 LE 202 2014
- [4] Morales, N., Boehler, M., Buettner, S., Liebi, C. u. Siegrist, H.: Recovery of N and P from Urine by Struvite Precipitation Followed by Combined Stripping with Digester Sludge Liquid at Full Scale. Water 5 (2013) 3, S. 1262–1278

Kontakt

Dr.-Ing. Maximilian Fechter

Technische Universität Berlin, Fachgebiet Verfahrenstechnik

Ackerstraße 76, 13355 Berlin

☎ +49 (0)30.314 72688 | ✉ maximilian.fechter@tu-berlin.de

Continuous Anaerobic Digestion of Wheat Straw with ‘Synthetic Manure’

Abstract: The agro-residue straw consists of lignocellulose and is considered to be poorly degradable substrate. Methane yields from wheat straw were simultaneously determined in 6 continuously stirred, 6-L biogas reactors (CSTR), 2 mesophilic (41°C), 2 thermophilic (58°C) and 2 reference reactors (not supplemented) having a defined, buffered salt solution called ‘synthetic manure’ over a period of 3 years. The reactors were automatically fed every 8 hours. Methanogens and total microbial cell counts were microscopically quantified, and the microbiome was determined by NGS-data. During the necessary supplementation of nickel and tungsten, nearly all other relevant trace elements were quantified as dissolved, active ions over the whole fermentation campaign using a TXRF method. Final supplementation of tungsten in the same range as previous nickel dosage (0.125 mg/L active ions) resulted in an increase of the specific methane production per gram straw (spec GPR) up to a maximum of 63% under mesophilic and 31% under thermophilic conditions, alongside a decrease of volatile fatty acids (VFA). This Ni/W-effect occurred in both temperature conditions at low, medium and high organic loading rates (OLR) being 4.5, 7.5 and 9.0 kg VS/m³/d. A spec GPR of 0.254 Nm³ CH₄/kg VS was achieved. After reaching the final tungsten concentration of 0.125 mg/L, a specific, significant increase of the methanogens, a factor of 3.6, was observed, while the impact on the total microbial cell count remained much lower, ranging from 3% to 62%. Under thermophilic conditions only the H₂-CO₂-converter *Methanothermobacter* dominated. After tungsten supplementation, the mesophilic methanogenic microflora obviously shifted from the acetotrophic *Methanosaeta* to the hydrogenotrophic *Methanoculleus* (85%).

Kontinuierliche Vergärung von Weizenstroh mit „Synthetischer Gülle“

Zusammenfassung: Der Reststoff Stroh besteht aus Lignocellulose und gilt daher als schlecht abbaubares Substrat. Für Weizenstroh wurden die möglichen Methan ausbeuten mit einer definierten, gepufferten Salzlösung "synthetische Gülle" parallel in 6 kontinuierlich gerührten, 6-L-Biogasfermentern über einen Zeitraum von 3 Jahren bestimmt: 2 mesophile (41°C), 2 thermophile (58°C) und 2 Referenzfermenter (ohne Dosierung von Spurenelementen). Alle 8 Stunden wurden die Fermenter vollautomatisch gefüttert und hatten keine Rezirkulation. Methanbildner und die Gesamtzahl der mikrobiellen Zellen wurden mikroskopisch quantifiziert und das Mikrobiom durch NGS-Daten qualitativ bestimmt. Während der notwendigen Supplementierung von Nickel und Wolfram wurden fast alle anderen relevanten Spurenelemente als gelöste, aktive Ionen unter Verwendung einer TXRF-Methode quantifiziert. Die finale Supplementierung von Wolfram im gleichen Bereich wie die vorherige Nickeldosis (0,125 mg/L aktive Ionen) führte zu einer Erhöhung der spezifischen Methanproduktion pro Gramm Stroh (spez. GPR) auf maximal 63% unter mesophilen und 31% unter thermophilen Bedingungen, neben einer Abnahme der flüchtigen Fettsäuren (VFA). Die-

ser Ni/W-Bedarf trat unter beiden Temperaturbedingungen bei niedrigen, mittleren und hohen organischen Beladungsraten (OLR) von 4,5, 7,5 und 9,0 kg VS/m³/d auf, hatte also nichts direkt mit der OLR zu tun. Eine max. spez. GPR von 0,254 Nm³ CH₄/kg oTS wurde erzielt. Nach Erreichen der Wolframendkonzentration von 0,125 mg/L gelöst wurde ein spezifischer, signifikanter Anstieg der Methanbildner um den Faktor von 3,6 beobachtet, während der Einfluss auf die Gesamtzahl der mikrobiellen Zellen viel geringer blieb und zwischen 3% und 62% lag. Unter thermophilen Bedingungen dominierte immer nur der H₂-CO₂-Konverter Methanothermobacter. Nach der Wolframsupplementierung verlagerte sich die mesophile methanogene Mikroflora offensichtlich vom ausschließlich Acetat umsetzenden Methanosaeta zum leistungsfähigen H₂-CO₂-Konverter Methanoculleus (85% Anteil).

1 Introduction

Lignocellulosic residues, such as wheat straw or other straw varieties, are currently considered as strong candidates to substitute energy crops for low-cost and sustainable biogas and energy production without competing for food/feed or land-use change (Meyer et al., 2018). About 30 million metric tons of cereal straw with 0.8 kg straw/kg grain are produced annually in Germany, which represents 14% of the total amount of agricultural residues (Gallegos et al., 2018). Whereas in China, the total output of rice, wheat and corn straw reached 764 million tons (Chen et al., 2020), which is mostly unused or even burnt on the field. The anaerobic digester sludge may be returned to the fields as valuable inorganic and organic fertilizer to build up humus. The high C/N ratio of the wheat straw of about 80, usually requires a nitrogen-rich co-substrate to prevent process imbalance. However, to ascertain the actual trace elements requirement of straw during anaerobic degradation, while avoiding the unspecific inorganic and organic side-effects, the generally used co-substrate of cow manure had to be replaced with a defined and buffering salt solution. In this work, a buffered saline solution was successfully introduced as fermentation medium for high methane yields. It was called 'synthetic manure'. The composition of the synthetic manure was based on the long-term chemical analysis of cattle manure from dairy farm.

The positive effect of tungsten on methanogenesis may be a surprise, because it is rarely used in commercial trace element mixtures (own inquiry and analyses). It may important to reconsider this idea. For the general state of the art of utilizing trace elements in anaerobic digestion see the all-encompassing book of Fermo et al. (2019) and the review of Demirel and Schere (2011) and Choong et al. (2016). H₂-CO₂ utilizing methanogens have for methane production first to incorporate the CO₂ into formic acid (formiate) by the formylmethanofuran dehydrogenase (FMDH). It is a catabolic enzyme that enables energy metabolism and therefore it is of central importance for methanogens, except for acetate converting methanogens (Kletzin and Adams, 1996, Glass and Orphan, 2012). Two different FMDHs exist, type I and II, of which type I must be induced by molybdenum, while FMDH II is an enzyme containing constitutively tungsten (Hochheimer et al., 1998). In some cases, tungsten can replace molybdenum (Klet-

zin and Adams, 1996, Seelmann et al., 2020). The essential role of tungsten for H_2 - CO_2 utilizing methanogens was first described by Zellner and Winter (1987) with the pure mesophilic culture of *Methanocorpusculum parvum*, which belongs to the order Methanomicrobiales (including also the genus *Methanoculleus*). By using 0.184 mg/L radioactive tungsten, they showed that tungsten was incorporated into the cell and the number of cells increased by a factor of 5 (measured via the increase of optical cell density). Surprisingly, this effect occurred even though the culture medium had a base concentration of 0.045 mg molybdenum/L in the culture medium, which clearly indicated a specific, constitutive tungsten effect (Zellner and Winter, 1987). In biogas practice, tungsten has been quantified in very small amounts in biogas plants (Lindorfer et al., 2012; Schattauer et al., 2011), but it plays no role in supplementation by additives. In general cobalt and nickel are the most frequently supplemented elements, because they are most frequently associated with an increase of biogas production (Demirel and Scherer, 2011; Choong et al., 2016; Fermoso et al., 2019).

2 Materials and Methods

2.1 Physical and chemical properties of wheat straw

The wheat straw used in this work was pre-shredded to 3 mm with a cutting mill and then gently comminuted to an average particle size of 0.13 mm using an air vortex mill with a vertical turbo reactor and an air output of around 50,000 m³/h at a product temperature of around 40-50°C (Görgens Mahltechnik, Dormagen, www.mahltechnik-goergens.de). Chemical composition of the straw powder was determined by elemental analysis (Steffen et al., 2016) and with the extended Buswell formula according to Boyle (Achinas and Euverink, 2016) in order to obtain the theoretically calculable biochemical or biomethane potential (BMP). The molecular formula for wheat straw was found to be $C_{3.71}H_{6.04}O_{2.79}N_{0.044}S_{0.005}$ with a theoretical BMP_{th} of 293.4 NmL methane/g VS straw. The methane content in the biogas was found to be 51.50%. The substrate for the continuous fermentation was prepared by suspending 1 kg of the milled straw in 'synthetic manner' (10 liters) to get 10.15 liters and stored at 4°C until needed. Swelling of the straw or bacteria in the straw suspension could not be observed to any significant extent, but it enabled better practical handling on a laboratory scale.

2.2 'Synthetic Manure' as Fermentation Medium

On the basis of previous chemical analyzes of cattle manure from a milk producing farmer, a buffered saline solution was designed with which the batch and continuous reactors were carried out, both mesophilic (41°C) and thermophilic (58°C). Detailed description of the synthetic manure has been published elsewhere (Antonczyk and Scherer, 2015). Synthetic manure was phosphate-free.

2.3 Offline Analytics

The offline parameters of volatile fatty acids VFA C1-C6 were estimated using the procedure described in Raposo et al (2013). Thereby, phenyl acetic acid was also determined. Buffer capacity (alkalinity) was estimated according to “Nordmann” (Scherer, 2007). Salt load (conductivity), Total Solids (TS), Volatile Solids (VS) were estimated according to the standard methods of APHA (APHA 2005). Phosphate PO_4 -was estimated with a photometric cuvette test of Macherey and Nagel (No 91878, Düren, Germany) and ammonium with a photometric cuvette test of Merck, Darmstadt (No 1.00683), ammonia was calculated using the equation of Anthonisen (1976).

Parallel to the fermentations, the dissolved, active trace elements of potassium, calcium, manganese, iron, cobalt, nickel copper, zinc, selenium and tungsten (dissolved and bioavailable) in the fermenters were determined by means of TXRF (total reflection X-ray fluorescence) every 2 weeks according to methods outlined by Arthur et al. (2019, 2020). TXRF analysis is applicable with liquid and dry samples. Trace elements can penetrate the microbial cell membrane only in its dissolved, active form as an ion. Therefore, the dissolved ions were estimated (Arthur and Scherer, 2019 and 2020).

The methanogenic microorganisms were counted as based on their characteristic fluorescence. On the other hand, total microbial cell counts were determined with CyberGreen to exclude possible erroneous counts of undigested straw particles (Scherer et al., 2012; Maus et al., 2017). The total cell count was calculated using a Leica-microscope and the image analysis was performed with the program ImagePro as described in Maus et al. (2017).

2.4 Next Generation Sequencing data (NGS)

NGS-analyses were done as outlined in Maus et al. (2017). The total community DNA was extracted using the FastDNA™ SPIN Kit for Soil and by mechanical cell disruption using the Precellys® 24 homogenizer (Peglab, Germany) twice at 6,500 rpm for 30 seconds. Intensive mechanical disruption was found to be crucial to get the complete number of Metanobacteriales. Finally, the samples were purified using the Genomic DNA Clean & Concentrator Kit (Zymo Research, USA) in order to recover pure DNA. The primer 515F and 806R covering the domains Bacteria and Archaea were applied for the first PCR reaction (Maus et al., 2017). The qualitative and quantitative analysis of the generated amplicons was performed by LGC Genomics GmbH (Berlin, Deutschland) with OTU-assessment (Operational Taxonomic Unit) by BLASTn-Analysis (Basic Local Alignment Search Tool, <https://blast.ncbi.nlm.nih.gov/Blast.cgi>) and subsequent matching by the Silva data bank version No132 from 2019 (<https://www.arb-silva.de/browser/ssu/>). For the fundamental ARB data bank see Quast et al. (2012).

2.5 Continuously operated laboratory fermentations

Six fully automated 6-L (liquid volume) laboratory fermenters running continuously more than three years were used for this work. Automation of the process was performed using LabView software, version 7.1 (Bitter et al., 2017) as outlined in Dobler et al. (2003). The fermenters were arranged similarly as described in Dobler et al. (2003) and Scherer et al. (2009) with a cooled glass substrate tank and tubes around for heating or cooling. Heating at 41°C, 58°C and cooling with Lauda instruments E100 and RE107 (Lauda-Königshofen, Germany). Each lab reactor was positioned on an electronic balance Sartorius E_B35EDEI (Sartorius AG Göttingen, Germany), equipped with the stirrer Heidolph RZR 2020 (Heidolph Instruments, Schwabach, Germany) and the electronically accessible, peristaltic pump GUV-150 from Meredos GmbH, Bovenden, Germany.

2.6 Online Measurements

Online measurements were done every 10 minutes and averaged every hour and every day. The pH value was recorded online in all 6 fermenters with the Xero-lyte Electrode HA405-DXK-S8/225 containing a sulfide blockade. Gas quantity was measured by the Milligascounter® (Wiegleb 2016) filled with 0.1 M HCl barrier liquid. The same instrument is mentioned as "micro gas meter" in the "Berge-dorf fermentation test" (VDI, 2016) and the exact measurement was proven just recently in an inter-lab test with 4 different gas meter systems by Hülsemann et al. (2020). Gas volumes were "normalized" according to the German or European standard temperature of 0°C and of atmospheric pressure (STP), respectively.

3 Results and Discussion

Thinning out the trace elements in the inoculum sludge, technical modifications and process stabilization occurred in a first test period of 270 days before the commencement of the main study at day 0. Afterwards, the main fermentation process between the days 0-630 of the 3 mesophilic (42°C) and 3 thermophilic (58°C) CSTR-systems was recorded. Trace element analysis of the substrate wheat straw (WS) indicate that the concentration of cobalt was sufficient (1.18 mg kg⁻¹ in the dry weight of WS). Therefore, no external supplementation was necessary, but nickel and tungsten were found to be below the detection limit in the dry matter of WS. In view of that, the supplementation with these elements was done. Furthermore, the limits of organic loading rates (OLR) or hydraulic retention time (HRT) for anaerobic degradation of straw was investigated, under mesophilic and thermophilic conditions. Another objective of the study was to increase the OLR in order to enhance the increase of the substrate turnover and its effect on the requirement of trace elements. The following OLR were selected: 'moderate' at 4.5, 'medium' at 7.5 and 'high' OLR at 9.0 kg organic dry matter (VS)/m³/d. The average values of the gas yields were evaluated only after the equilibrium was reached after 3-fold of the HRT. The resulting HRT were 18, 10 or 8 days as it was coupled by the addition of a liquid straw suspension.

The alkalinity of the fermenters changed between 7000 and 9600 mg CaCO_3 -eq/L as it was modulated by the OLR with the straw suspension during the fermentation process. Therefore, the buffer capacity of the fermentation medium was somewhat lower than the 'synthetic manure' with around 10500 mg CaCO_3 -eq/L (Antonczyk and Scherer, 2015), but it was always nearly twice the value of 4000 mg CaCO_3 -eq/L required to guarantee a pH of around 7.0 (Speece 1996). There was excess phosphate from the straw, as the phosphate content increased from about 140 mg/l up to 260 mg/l during the entire fermentation period in nearly three years. The ammonia content of the thermophilic reactors was calculated via the ammonium values and was influenced mainly by the temperature, as the pH did not change nearly in the buffered medium, like manure, too (Fig. 1-4). The highest ammonia value NH_3 obtained was 255 mg/L for the thermophilic fermenters F2/F6, but this level should be not inhibitory as thermophilic systems can carry out efficient anaerobic digestion without signs of inhibition at ammonia concentrations of 1000-1500 mg/L (Capson-Tojo et al., 2020).

3.1 The dependence of anaerobic digestion on nickel and tungsten

After 340 days of the main campaign and an additional previous period of 270 days for technical modifications and stabilization, a complete "wash-out" of all trace elements from the seed sludge was achieved (Fig. 1, 3). After that, trace element supplementations were initiated in the mesophilic (F1/F3) and the thermophilic (F2/F6) fermenters. Two strategies were implemented: First, successive supplementation of fermenter F1 and F2 in 4 periods by nickel, and then tungsten was finally added in period 5 (Fig. 1, 3A).

Secondly, combined addition of nickel and tungsten to fermenter F3 and F6 in three periods (Fig. 2, 3B).

Fig. 1 shows a comparative fermentation between reactor F1 (mesophilic) and F2 (thermophilic) over 630 days, both loaded with the same amount of 10% straw suspension in 'synthetic manure' as substrate every 8 hours depending on the adjusted OLR.

The concentration of nickel ion in F1 and F2 simultaneously decreased from 0.040 mg/L to less than 0.001 mg/L after 150 days (Fig. 1). However, the dissolved cobalt concentration was sufficient during the degradation process, as it was found stable be around 0.150 mg/L in all the fermenters (Fig. 1), thus supplementation of Co was saved. Another strategy followed the hypothesis to increase the OLR in order to induce an increase of trace elements requirements. Therefore, the first OLR for F1/F2 was set to 4.5 $\text{g}_{\text{VS}}/\text{L}/\text{d}$ and the coupled HRT of 18 days, which was then increased to OLR 7.5 $\text{g}_{\text{VS}}/\text{L}/\text{d}$ with a coupled HRT of 10 days, Fig. 1. However, a shorter HRT typically results in a quicker washout of trace elements. Hence, in relation to the HRT, the calculated amount of supplemented trace elements had to be proportionally higher to sustain the quantified concentrations at shorter HRTs by the increased washout (Fig. 1 and 3).

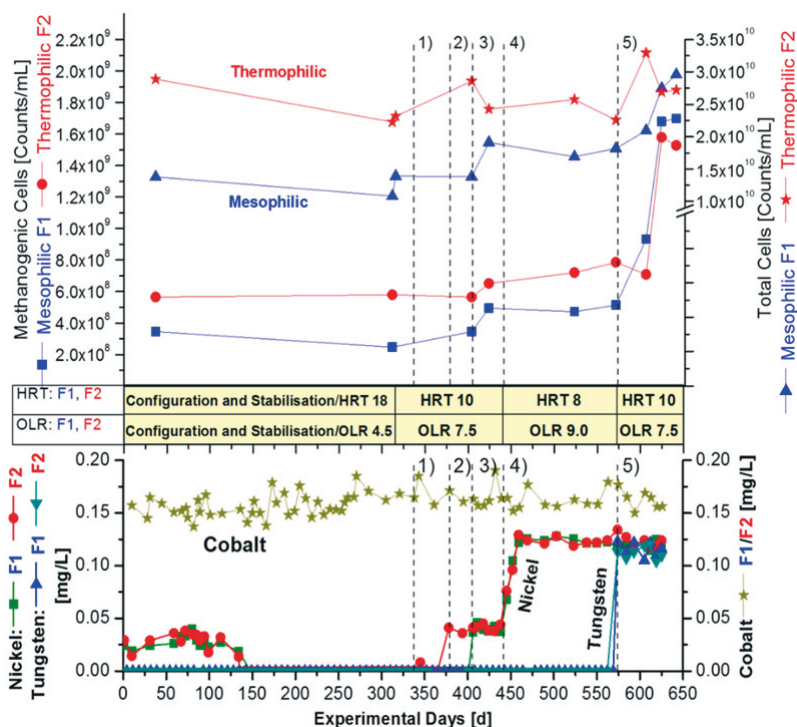


Fig. 1: Successive addition of nickel to a mesophilic (F1) and thermophilic (F2) continuously stirred straw fermenter. Tungsten was added only at the end of period 4 after 570 days of the entire fermentation process of 630 days. The following designated concentrations of dissolved nickel and tungsten ions were targeted for the fermentation periods 1-5: Period 1 (start 340d) +0.05 mg Ni/L in F2, Period 2/3 +0.05 mg Ni/L in F2, Period 3 +0.05 mg Ni/L in F1, Period 4/5 +0.15 mg/L Ni + EDTA in F1/F2, Period 5 (570 -630d) + 0.15mg/L Tungsten in F1/F2. Analysis of dissolved ions was performed with TXRF spectrometry.

At the beginning of the monitoring process, the dissolved concentration of nickel was found to be below detection limit (< 0.002 mg/L) in period 1 of both fermenters F1 and F2 (Fig. 1). Therefore, the initial supplementation concentration of nickel for period 2 was set to 0.050 mg/L (50 μ g/L). This was accompanied by an OLR of 7.5 $g_{VS}/L/d$, first in period 3 in the thermophilic fermenter F2, then in the mesophilic fermenter F1. Although the targeted dissolved concentration amounted 0.050 mg/L, the concentration actually measured was only 0.040 mg/L (Fig. 1). There was no increase in volatile fatty acid (VFA) to cause a process stress during the fermentation periods 1-3 of fermenter F1 and F2 (Fig. 3A). The designated concentration of nickel was increased to 0.150 mg/L during periods 4 and 5. Meanwhile, starting from day 450d, EDTA, as complexing agent for bivalent ions, was additionally introduced in the 4th period to the same molar amount like 0.15 mg/L nickel. This control-experiment was inspired by Vintiloiu et

al. (2013). They found a stimulating effect of EDTA in the presence of the bivalent nickel on the specific methane yield of the synthetic substrate of a mixture of VFA. In our case, EDTA nearly tripled the availability of the nickel from 0.040 g/L to 0.125 mg/L, which delivered a possible explanation of the positive effect observed by Vintiloiu et al. (2013). However, gas production rate (GPR) dropped in period 4, but this was apparently caused by the increase of the OLR from 7.5 to 9.0 g VS/L/d and the simultaneous reduction of HRT down to critically short 8 days. As mentioned before, the strategy to increase the OLR should trigger the requirement of trace elements, but the drastic reduction of HRT to only 8 days upset the process and resulted in a temporary process imbalance. Correspondingly, the concentration of short-chain fatty acids (VFA) increased to about 5000 mg/L in the mesophilic and thermophilic reactor (Figure 3A). The occurrence of fatty acids > 1000 mg/L is generally assumed to be an indicator of imbalanced fermentation (Scherer, 2007; Boe et al., 2010). But as outlined, the buffer capacity of the “synthetic manure” averted a pH-decline, as it is a similar situation in large-scale biogas plants, where different kinds of manure and substrates sustain a similar buffer capacity. But, to avoid a risk of imbalance, the OLR in period 5 was readjusted to an OLR of 7.5 g_{VS}/L/d. Nevertheless, the successive nickel addition of period 1-3 caused an increase of methanogenic cells in F1 from 2.48×10^8 to 4.94×10^8 and in F2 from 5.80×10^8 to 6.52×10^8 , 311d-402d. This was a remarkable increase of mesophilic methanogens by a factor 2 and thermophilic by a factor 1.12 after the imbalanced fermentation period 4 (Fig. 1). However, tungsten was still below detection limit of ≤ 0.002 mg/L. Therefore, in period 5 (fermentation day 570) 0.150 mg/L of tungsten was targeted to achieve a dissolved concentration of 0.125 mg/L. At the same time, the methane production increased and there was a significant, high reduction of the VFA concentration down to 500 mg/L. This effect was not so pronounced under thermophilic condition as the VFA level declined to only about 2000 mg/L (Fig. 3 A). On the other hand, the number of methanogens increased again, by a factor of 3.3 from 5.14×10^8 to 1.70×10^9 in the mesophilic fermenter F), and by a factor of 1.95 from 7.86×10^8 to 1.53×10^9 methanogens/mL in the thermophilic fermenter F2, see Fig. 1.

The total cell counts were marginally influenced by the addition of tungsten within period 4 and period 5. The number increased by 62% from 1.82×10^{10} to 2.96×10^{10} (F1) and 20% from 2.26×10^{10} to 2.72×10^{10} (F2), 570d-640d. Therefore, apparently microbial cells were not washed out by the imbalanced period 4 at an OLR of 9 g VS/L/d and the HRT of only 8 days, Fig. 1. A specific effect on methanogens succeeded. Based on the results, it could be stated that the presence of nickel and tungsten in the range of 0.125 mg/L active, soluble ions could guarantee a balanced VFA production and high methane yields during anaerobic digestion of straw (Fig. 1-3). The general dependence of biogas production on nickel is well known (Demirel and Scherer, 2011, Choong et al., 2016, Fermoso et al., 2020), but has not yet been shown for straw as mono-substrate. Tungsten dependence has hitherto only reported from pure H₂-CO₂-utilizing methanogenic cultures (Zellner and Winter, 1987), but not yet from mixed cultures as typical in biogas plants.

Fig. 2 shows a modified supplementation mode of Fig. 1 by increasing the concentration of [nickel + tungsten] as a combined addition over three fermentation periods.

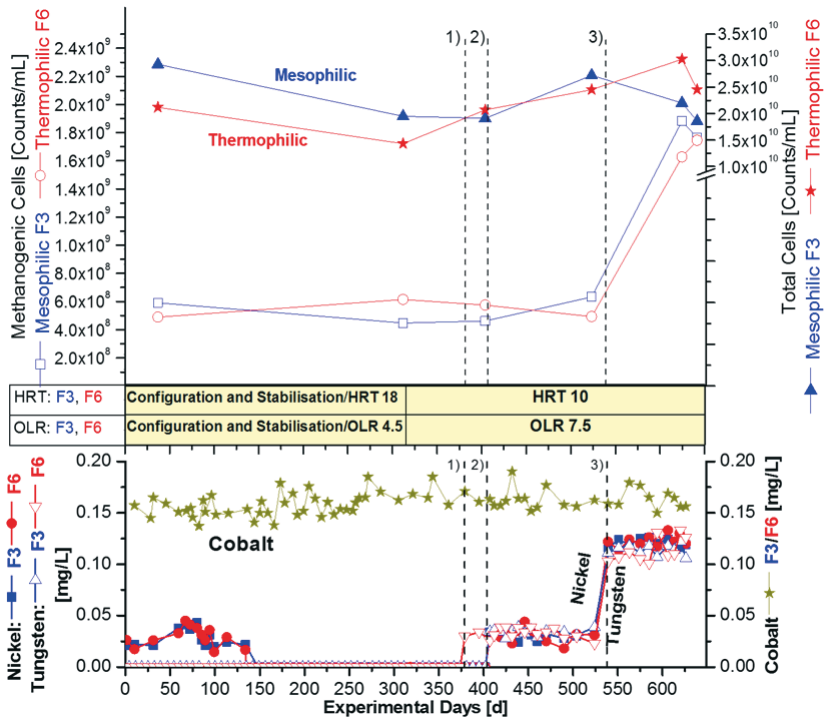


Fig. 2: Similar experiment as shown in Fig. 1 with the fermenter F3 (mesophilic) and F6 (thermophilic), but addition of nickel and tungsten together at the same time, not successively. Fully automated feeding of straw every 8 hours with combined addition of [nickel + tungsten] in all 3 fermentation periods over 640 days. The OLR was adjusted to 7.5 g_{VS}/L/d and had a concomitant HRT of 10 days for all 3 fermentation periods. Designated concentrations of dissolved ions of nickel and tungsten: Period 1 (0-370d) +0.05 mg W/L in F6, Period 2 (405d) +0.05 mg [Ni + W] + EDTA in F3 and F6, Period 3 (540-640d) +0.15 mg [Ni + W] + EDTA in F3 and F6.

A combined supplementation of nickel and tungsten (including EDTA) was carried out in fermenter F3 (mesophilic) and F6 (thermophilic) as shown in Fig. 2. The same final concentrations as presented for fermenter F1 and F2 were chosen (Fig. 1), resulting in a dissolved nickel concentration of 0.040 mg/L in period 1 and 2 (targeted concentration: 0.050 mg/L), see Fig. 2. No real effect on cell counts. But in the fermentation period 3, with starting point 540d, an increased dose of about 0.125 mg dissolved [Ni + W]/L (designated concentration: 0.150 g/L) caused a similar rise of methanogenic cell counts as observed in period 5 of Fig. 1 with the same tungsten concentration. This time, however, the OLR adjust-

ments were differently adjusted as in Fig. 3 A, B. Despite a different OLR-regime and the combined instead of successive supplementation of nickel and tungsten, the number of methanogens surged in the same drastic manner. Methanogens in F3 (mesophilic) increased from 4.91×10^8 to 1.76×10^9 (a factor of 3.6), and from 4.89×10^8 to 1.75×10^9 methanogens/mL (again, a factor of 3.6) in the fermenter F6 (thermophilic) in period 1-3 between day 37d and 640d. However, the supplementation in period 1-3 had a much lower impact on the total cell counts. The total microbial cells increased mesophilic only from 2.13×10^{10} only to 2.20×10^{10} (+3%) and thermophilic from 2.12×10^{10} to 3.02×10^{10} (+42%). This is an indication that the nickel and tungsten effect was specifically related to the methanogens and not to the degradation of lignocellulosic straw to fatty acids by the attendant hydrolytic bacteria.

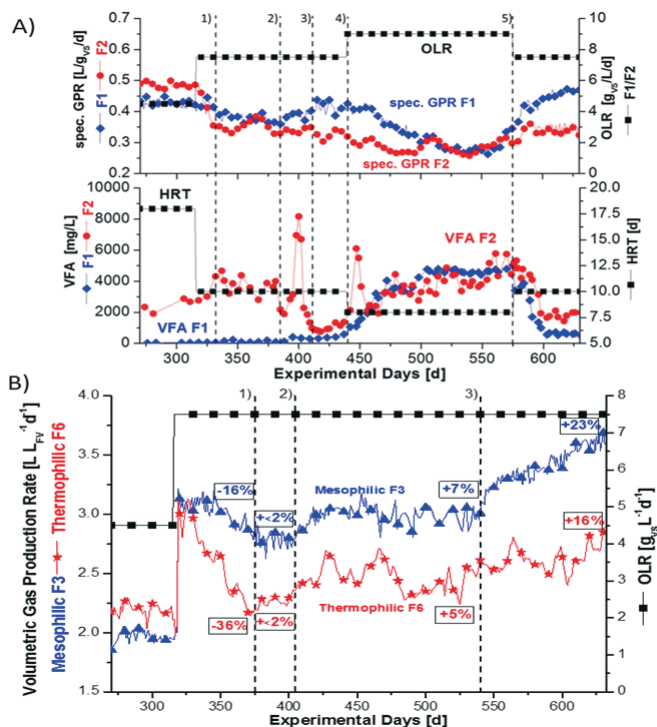


Fig. 3: A) Demonstration of the specific methane production per gram VS for fermenter F1 and F2 during the successive addition of nickel, followed by addition of EDTA and finally of tungsten in period 5. Supplementation of tungsten in period 5 gave the breakthrough, with tripling the methanogenic cell number. The OLR was changed during the fermentation campaign as described in the text. Otherwise see Fig.2.B) Volumetric biogas formation curve per litre fermentation medium as pendant to Fig. 2 with fermenter F3 and F6 to intense graphically the effect of supplementation. Gradual increase of dissolved nickel and tungsten by combined addition of $[\text{Ni} + \text{W}]$, but constant organic loading rate OLR.

Fig. 3 A, B represents exemplarily the development of the biogas production for the supplemented fermenters F1/F2 and F3/F6. In contrast to Fig. 3A with the relatively constant specific methane production, in Fig 4 B the volumetric gas production is pictured which generates more dynamics in the graph than the relatively constant spec GPR. Otherwise, for a complete overview of averaged methane production rates of all 6 CSTR reactors see Tab. 1 and 2. Obvious from the specific gas production curve GPR of Fig. 3A is the property, that despite the successive supplementation of solely nickel without tungsten in fermentation period 1-4, no real increase of the GPR followed. However, the VFA level decreased remarkably. This decline of the VFA level was not so pronounced in the parallel mesophilic reactor F1 as this had already in fermentation period 4 a moderate VFA level below 500 mg/L. However, as explained before, the specific gas production GPR dropped down in fermentation period 4 (Fig. 1), but apparently this was caused by the increase of OLR from 7.5 to 9.0 g_{VS}/L/d with a concomitant decrease of HRT from 10 to only 8 days. The strategy was to force the requirement of trace elements by an increased OLR, but this led to an instability as seen by the subsequent buildup of short chain fatty acids VFA in the mesophilic reactor F1 and the thermophilic reactor F2 up to about 5000 ppm, Fig. 3. However, this was not imaged by the microbial cell numbers, Fig. 1 and 2. Successive addition of nickel alone from <0.01 mg/L to 0.125 mg/L dissolved Ni did not cause a decrease in volatile fatty acids (VFA) and no real increase of biogas or methane generation, respectively, Fig. 3A. But addition of tungsten in the same range as added nickel before caused a breakthrough. It resulted an obvious decrease of VFA with an 50% increase in biogas production GPR in the last fermentation period 5. The biogas production inclined from about 0.26 to 0.48 Nm³ biogas/kg VS (fermenter F1 mesophilic, biogas with 51% CH₄ content), Fig 3A. Even the specific GPR of the parallel thermophilic reactor F2 increased by the addition of tungsten in period 5, but only from 0.26 up to 0.35 L biogas g VS⁻¹, Fig. 3A.

Not so pronounced was the VFA-behaviour and the methane production in the parallel reactors F3 (mesophilic) and reactor F6 (thermophilic) with the combined addition of nickel and tungsten instead of successive dosage. The volumetric biogas production increased 16% thermophilic and 23% mesophilic in the last fermentation section, Fig. 3B. As mentioned, F3/F6 had a different, balanced OLR regime with only one unchanged OLR of 7.5 g_{VS}/L/d, Fig. 2. Nevertheless, the mesophilic fermenter F3 and the thermophilic F6 exhibited a similar tungsten effect like F1/2 after increasing the tungsten concentration > 0.125 mg/L and exhibited a specific, dramatic increase of the methanogenic cells, especially in the mesophilic fermenter F3, Fig. 1.

Not presented here are graphs with the permanent recordings of the concomitant increase of VS and TS concentration during the fermentation campaign of 630 days. The increase was astonishing as the reactors were permanently stirred with 150 rpm to prevent a settle down of straw fibres and they worked without recirculation, only with a simple outlet. The mesophilic reactor F1 and the

thermophilic reactor F2 leveled off the VS and TS content to 5.3%_{VS} and 6.8%_{TS} as well as 5.4%_{VS} and 6.7%_{TS} respectively, with a preceding OLR of 7.5 g VS/L/d during the fermentation periods. Due to the low microbial cell mass in the range of about 10^{12} gram per single cell (cell cube $1\ \mu\text{m} \times 1\ \mu\text{m}$, density 1), the maximum cell counts of $3 \times 10^{10}\ \text{mL}^{-1}$ are not directly reflected in the TS or VS content of the reactors. They contribute a maximum of about 0.3% TS. But the quantified cell numbers and VS/TS-values in the CSTR system were found to be similar as in large-scale agro-biogas plants (Maus et al., 2017). Microscopic observations indicated that the high TS contents reflected primarily settled, undigested straw particles (“digestate”) and resulted in a VS/TS ratio of 78% mesophilic or 81-82% thermophilic.

Tab. 1 and 2 summarizes the average values of specific GPR from straw under different CSTR conditions. They were calculated by comparison of the methane yields after the steady state was reached (3-fold HRT). The highest difference of specific GPR was seen between supplemented (+ nickel and + tungsten) and the unsupplemented reference reactors F4 and F5 at the end of the fermentation campaign. As shown, with a medium OLR of 7.5 g/L/d, higher methane yields were obtained under mesophilic conditions in reactors F1/F3, if compared with thermophilic ones F2/F6 (230/242: 179/182 $\text{Nm}^3\ \text{CH}_4/\text{kg VS}$). Surprisingly, the thermophilic fermenters F2/F6 revealed higher methane yields with a “moderate” OLR of 4.5 g/L/d if compared with the mesophilic CSTR F1/F3 at the same OLR (254/254: 224/227 $\text{Nm}^3\ \text{CH}_4/\text{kg VS}$). Supplementation revealed an increase of the specific GPR by 63% under mesophilic (F1, F3) and 31% under thermophilic conditions (F2, F6), if compared with the final phase of the reference reactors 4 and 5, (Tab. 1 and 2). Therefore, both nickel and tungsten with $> 0.125\ \text{mg/L}$ in the dissolved, bioavailable form were essential for high specific methane yields per gram straw VS and for a low, balanced VFA-level in the fermentation medium. Not shown were the maximum possible, nearly 100% methane yields achieved with separate batch tests BMP and straw in ‘synthetic manure’. They revealed a mean value of 287.1 $\text{Nm}^3\ \text{CH}_4/\text{kg VS}$ (wheat straw) being 98% of the theoretically calculated methane yield. The theoretical methane yield based on the obtained Buswell formula of straw ($\text{C}_{3.71}\text{H}_{6.04}\text{O}_{2.79}\text{N}_{0.044}\text{S}_{0.005}$) would be 293.4 $\text{Nm}^3\ \text{CH}_4/\text{kg VS}$ and was calculated according to Achinas and Euverink (2016). But the maximum 100% GPR-value can never be reached under practical conditions in BMP tests as some of the carbon has to be considered for incorporation into new built microbial biomass (VDI, 4630. 2016). Therefore, the highest recorded value of 254 $\text{Nm}^3\ \text{CH}_4/\text{kg VS}$ under continuously stirred tank conditions (Tab. 1 and 2) would represent at least 88.5% of the maximum yield based on the estimated chemical Buswell formula. However, as the fermenters are fed three times a day, some of the substrate leaves the fermenters undigested. Therefore, the methane yields of stirred reactors with a permanent outlet are always lower than the yields of BMP assays in closed bottles with a long incubation period. But the measured high degradation rate in the range of 90% proves that the mineralic ‘synthetic manure’ with only nickel and tungsten supplementation of about dissolved 0.125 mg/L was perfect to enable ultimate methane yields.

The values of Tab. 1 and 2 shall be discussed briefly and compared with similar experiments from the literature. Only some publications exist so far with anaerobic straw digestion in stirred lab reactors. Peng et al. (2016), example given, investigated the biogas production of wheat straw from a monitored period of 60 days by using 4L lab CSTR reactors filled with 3L of a not described "inoculum". They found with an OLR of 2 g VS/d/L and an HRT of 40 days, together with a recirculation of the outlet, a methane yield on average of 240 mL CH₄ g_{VS}⁻¹. But the standardization of the gas volume for 0°C and atmospheric pressure was not specified. This would diminish the methane yields by about 10%. Risberg et al. (2013) performed wheat straw digestion in stirred lab reactors with 8L volume and 5L inoculum from a large-scale agro-biogas plant. Their fermenters were fed manually 1x/d on 6 days of a week. But the monitored fermentation time lasted only 90 days at 37°C with an OLR of 2.8 g VS/d/L and a HRT of 26 days.

Tab. 1: Specific methane production (spec GPR) in 3 fully automatic mesophilic (41°C) continuously stirred laboratory reactors fed 3x/d exclusively with wheat straw in 'synthetic manure' at different loading rates and trace element administration TE as shown in Fig 1-2. Reference reactors without TE-supplementation. All values are converted in mL under standard conditions and were related to VS (therefore, approx. 10% less than a raw gas measurement). HRT in days, OLR in g VS/L/d.

Specific Methane Production from Wheat Straw, Mesophilic [mL_{CH4} g_{VS}⁻¹]				
	OLR 4.5, HRT 18	OLR 7.5, HRT 10	OLR 9, HRT 8	OLR 7.5, HRT 10
F4 (-TE)	216 ^a	182 ^a		148 ^a
F1 (TE+)	224 ^a	205 ^b	155 ^d	230 ^e
F3 (TE+)	227 ^a	206 ^c		242 ^e

^a Without trace element addition TE; designated ^b +0.15 mg Ni L⁻¹; ^c +0.05 mg Ni + W L⁻¹; ^d +0.15 mg Ni L⁻¹ + EDTA; ^e + 0.15 mg Ni + W L⁻¹ + EDTA, FV = Liter Reactor Volume. Reactor F1 see also Fig. 3, otherwise see Fig. 1, 2.

Tab. 2: Specific methane production (spec GPR) in 3 fully automatic thermophilic (58°C) continuously stirred laboratory reactors fed 3x/d exclusively with wheat straw in 'synthetic manure' at different loading rates and trace element administration TE as shown in Fig 1-2. Reference reactors without TE-supplementation. All values are converted in mL under standard conditions and were related to VS (therefore, approx. 10% less than a raw gas measurement). HRT in days, OLR in g VS/L/d.

Specific Methane Production of Wheat Straw, Thermophilic [mL_{CH4} g_{VS}⁻¹]				
	OLR 4.5; HRT 18	OLR 7.5; HRT 10	OLR 9; HRT 8	OLR 7.5; HRT 10
F5 (-TE)	248 ^a	158 ^a		139 ^a
F2 (TE+)	254 ^a	182 ^b	146 ^d	179 ^e
F6 (TE+)	254 ^a	174 ^c		182 ^e

^a Without trace element addition TE; designated ^b +0.15 mg Ni L⁻¹; ^c +0.05 mg Ni + W L⁻¹; ^d +0.15 mg Ni L⁻¹ + EDTA; ^e +0.15 mg Ni + W L⁻¹ + EDTA, L = Liter Reactor Volume. Reactor F2 see also Fig. 3, otherwise Fig. 1, 2.

The methane yields lay between 130-210 mLCH₄ g_{VS}⁻¹. Xavier et al. (2015) worked with shredded and briquetted wheat straw and 15L CSTR reactors filled completely with cow manure as inoculum for a monitored period of 64 days at 50°C. The reactors were fed manually 1x/d on 5 days per week with a HRT of 25 days and revealed methane yields of 214-217 mL CH₄ g_{VS}⁻¹. Pohl et al. (2013) worked for 220 days with an upflow, solid bed straw digester (39L) at 60°C coupled with an anaerobic filter of 30L volume and recirculation of 1.15 L fermenter liquor per hour. They got methane yields of 144-201 mL at OLRs of 8-2.5 g VS/L/d. Apparently, this system did not tolerate the medium OLR of 7.5 g VS/ L as presented in Tab. 1 and 2, as the yields decreased in their publication continuously with increasing the OLR. Referring to the cited literature with lab reactors being filled with large amounts of inoculum or cow manure, it can be summarized that the steady state methane yields with 'synthetic manure' documented here could be not reached, (Tab. 1 and 2).

3.2 Microbial Profile – Cell Counts

It was an adventure with the start of the straw fermentation campaign in many respects. The effect of tungsten was only known from pure cultures of methanogens grown on H₂-CO₂ (Zellner and Winter, 1987) as reviewed by Kletzin and Adams (1996) and Seelmann et al. (2020). At the moment, tungsten is not known to enhance methanogenesis in co-fermentation with different substrates and mixed populations (Demirel and Scherer, 2011; Choong et al., 2016; Feroso et al., 2019). After the stabilization and start-up period of 270 days, the trace elements were sufficiently thinned out in the 6 CSTR straw digesters to address nickel and tungsten supplementation in the defined fermentation medium without manure in a long period of 630-640 days. Nickel and tungsten were found to be below the detection limit of about 2 µg/L at the start-up period as seen by multi-element TXRF-analysis, Fig. 1, 2. Cell counts were started on fermentation day 37d and were obtained generally at the end of a supplementation period and some days before the next fermentation period. Cell counts of methanogens started with 2-2.5% of total cells and finished with 6-9% contribution. Such a low contribution of methanogens to the whole cell counts is typical for a complex substrate and well working agro- biogas plants (Maus et al., 2017). The dramatic specific increase of methanogens with a factor of 3.3 or even 3.6 after tungsten supplementation has been already commented, Fig. 1-3.

3.3 Microbial Profile – NGS Microbiome

Shown in Fig. 4 is typical microbiome analysis of reactor F1 (mesophilic) and reactor F2 (thermophilic). Methanothermobacter was found to be exclusively dominant in the thermophilic reactors after starting day 45d, Fig. 4. Additionally, a 270 days period with technical modifications and adaption to the sole substrate wheat straw went ahead. The genus Methanothermobacter belongs to the order of Methanobacteria which exhibited a molecular abundance of 6-22%, but the microscopically quantified number revealed only 6-9% proportion. Such a diver-

gence is not unusual as the NGS-data are only qualitatively exact and underlie many influences like DNA extraction, PCR-amplification with the right primer and last not least the software program of the used data base (Kratat et al., 2016). The phenomenon that a low percentage of methanogens in the range of only 5-10% reflects a high activity and functionality of the anaerobic community (Maus et al., 2017).

Methanothermobacter is a typical methanogen that only utilizes H_2 and CO_2 . It is generally found to be dominant in thermophilic biogas reactors with agro-substrates (Hassa et al., 2018). This corresponds to the general assumption of much higher hydrogen partial pressure in thermophilic biogas reactors, which favors thermophilic H_2 - CO_2 consumers (Maus et al., 2017; Hassa et al., 2018). The successive addition of nickel after day 340d and finally the dosage of tungsten on day 570d did not change the sole dominance of Methanothermobacter, Fig. 4.

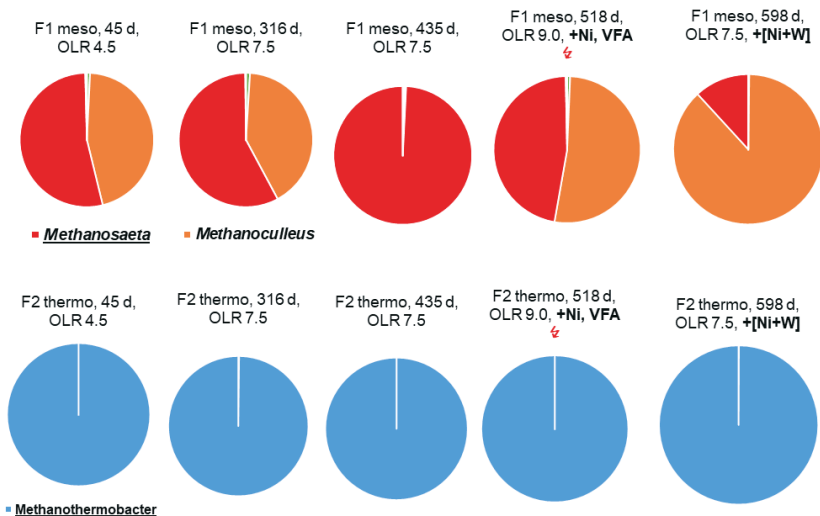


Fig. 4: NGS-Microbiome data to demonstrate the molecular abundance of methanogenic genera during long term straw fermentation with 6 fully automatic, continuously stirred laboratory reactors and different loading rates. Nickel/tungsten supplementation regime as indicated in Fig. 1, 2. Graphical presentation of microscopical cell counts of methanogens is exemplarily pictured for the mesophilic in Fig. 1 and Fig. 2.

The NGS-analysis under mesophilic conditions elucidated 3-7% of the order Methanomicrobia including the class Methanomicrobiales with Methanoculleus and the order Methanosarcinales with Methanosaeta as the most dominant (> 1%) methanogenic genus. The genus of Methanoculleus comprises currently a group of at least 12 species (NCBI taxonomy browser: www.ncbi.nlm.nih.gov) with a typical diameter of > 2 μm and generally H_2 - CO_2 and formate as substrate (Whitman et al., 2014). The genus Methanosaeta, which metabolizes acetate as

the sole source of energy, comprises only four species (Whitman et al., 2014 and taxonomy browser: www.ncbi.nlm.nih.gov). Without the addition of nickel and tungsten, the mesophilic archaea resulted in a nearly equal presence of the methanogen *Methanosaeta* and *Methanoculleus* at the beginning of the fermentation campaign. The total number of mesophilic and thermophilic methanogens accounted below 10^8 methanogens per ml and at this point of starting the fermentation campaign in the same range than the unsupplemented reference reactors F4 and F5. This relationship mesophilic was stable with 55% to 60% in the absence of tungsten, Fig. 1. Only at the end of the monitored fermentation period, after the successive addition of nickel (after 400d) and the final addition of tungsten (after 540d), the contribution shifted quite clearly in the direction of the H_2 - CO_2 utilizer *Methanoculleus* and enlarged its part to 85% of all mesophilic methanogens on day 650d. Concomitantly, the part of *Methanosaeta* decreased from about 60% to only 15%, Fig. 4. As found parallel by the quantitative cell counts of Fig. 1 and Fig. 2, the methanogenic cell counts increased at the same time dramatically by a factor of 3.3 (mesophilic) after the final addition of tungsten on day 570d. This was supported now by the microbiome analysis on day 598d and the observed parallel increase of *Methanoculleus* in Fig. 4. Such a direct, internal measurement of a tungsten dependency in a mixed methanogenic culture has never been reported and is confident with the findings, that only H_2 - CO_2 consuming methanogens need the CO_2 activating formylmethanofuran dehydrogenase. This central enzyme could be a constitutive tungsten enzyme being outlined in the introduction (Kletzin and Adams, 1996, Seelmann et al., 2020). Apparently, there seems the need of a threshold concentration of dissolved 0.125 mg L^{-1} tungsten, Fig. 1-3. The results of Tab. 1 and 2 show in addition that the supplementation was not influenced by the OLR. But it seems worthwhile to emphasize that the proof for an exhibition of a trace element dependency requires a long term of washing out period, perhaps 200days. Otherwise, the inoculum together with substrate effects by precipitations could occult the influence of trace elements (Fig. 1, 3).

4 Conclusions

In both experimental scenarios with different OLR-strategies, either the successive addition of nickel finally followed by tungsten or the combined supplementation with [Ni + W] together led to the same results in the final fermentation periods with a threshold concentration of approximately $125\text{ }\mu\text{g}$ tungsten per litre: Drastic, specific increase of methanogenic cell growth, decrease in volatile fatty acids VFA and increase in specific methane production rate (Figures 1-3, Tab. 1 and 2). It was surprising that the mesophilic fermentation at moderate OLR of $4.5\text{ g}_{VS}/\text{L/d}$ showed lower methane yields and thus lower degradation rates than thermophilic ones, but was superior to thermophilic fermentation at higher loading rates of 7 and $9\text{ g}_{VS}/\text{L/d}$ (also decreased VFA).

Acknowledgments

Thanks are due to Nils Scharfenberg for unfailing VFA and various reactor analyses as well as Christian Rösner for VFA determinations and assessment of TXRF-spectra, Katarina Wegner for her assistance of convincing cell count determinations and Monika Unbehauen for recruitment of lab agents.

Literature

- Achinas, S., Euverink, G. J. W. (2016). Theoretical analysis of biogas potential prediction from agricultural waste. *Resource-Efficient Technologies*, 2(3), 143-147
- Antonczyk S., Scherer, P. (2015) Entwicklung einer anorganisch synthetischen Gülle zur definierten Bilanzierung von Strohvergärungen. In „Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven, Hrsg. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. KTBL ISBN 978-3-945088-07-4, Darmstadt, S. 324-326.
- Anthonisen, A., Loehr, R., Prakasam, T., Srinath, E. (1976). Inhibition of nitrification by ammonia and nitrous acid. *Journal (Water Pollution Control Federation)*, 835-852
- HA (2005). *Standard Methods for the Examination of Water & Wastewater*, 18th Edition, American Public Health Association, AWWA, WEF, Washington, USA ISBN 0875530478.
- Arthur, R., Scherer, P. (2019) Application of Total Reflection X-Ray Fluorescence Spectrometry to Quantify Cobalt Concentration in the Presence of High Iron Concentration in Biogas Plants. *Spectroscopy Letters*.
- Arthur R, Scherer PA (2020). Monitoring dissolved active trace elements in biogas plants using total reflection X-ray fluorescence spectrometry. *X-Ray Spectrometry* 2020; 49:560571.
- Bitter, R., Mohiudduin, T., Nawrocki, M. (2017) *LabView–Advanced Programming Techniques*, 2nd ed., CRC Press, Boca Raton, USA. ISBN 10:0-8493-3325-3
- Boe, K., Batstone, D. J., Steyer, J. P., Angelidaki, I. (2010). State indicators for monitoring the anaerobic digestion process. *Water research*, 44(20), 5973-5980.
- Capson-Tojo, G., Moscoviz, R., Astals, S., Robles, Á., Steyer, J. P. (2020). Unraveling the literature chaos around free ammonia inhibition in anaerobic digestion. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 117, 109487.
- Chen, G., Li, J., Wang, X. (2020) Effect of Compaction on the Production of Biogas from Agricultural Straw. *Chem Eng Process Tech* 5(1): 1056.
- Choong, Y.Y., Norli, I., Abdullah, A.Z., Yhaya, M.F. (2016). Impacts of trace element supplementation on the performance of anaerobic digestion process: A critical review. *Bioresource Technology*, 209, 369-379.
- Demirel, B.; Scherer; P. (2011): Trace elements requirements of agricultural biogas digesters during biological conversion of renewable biomass to methane. *Biomass & Bioenergy*, 35:, pp. 992-998.
- Dobler, S., Rohardt, S., Scherer P. A. (2003) Messdatenerfassung und automatische Dosiereinrichtung von Feststoffen unter LabVIEW für eine hochinstrumentierte Labor-Biogasanlage. In: *Technische Systeme für Biotechnologie und Umwelt*, Band 11, S. 297-313, Hrsg. D. Beckmann, Institut für Bioprozess- und Analysenmesstechnik e.V. (IBA e.V.) in Heiligenstadt at the Technical University Ilmenau, 2003

- Fermoso, F. G., van Hullebusch, E., Collins, G., Roussel, J., Mucha, A. P., & Esposito, G. (2019). *Trace Elements in Anaerobic Biotechnologies*. IWA Publishing.
- Gallegos, D., Wedwitschka, H., Moeller, L., Zehndorf, A., Stinner, W. (2017). Effect of particle size reduction and ensiling fermentation on biogas formation and silage quality of wheat straw. *Bioresource technology*, 245, 216-224.
- Glass, J., Orphan, V. J. (2012). Trace metal requirements for microbial enzymes involved in the production and consumption of methane and nitrous oxide. *Frontiers in Microbiology*, 3, 61.
- Hassa, J., Maus, I., Off, S., Pühler, A., Scherer, P.A., Klocke, M., Schlüter, A. (2018). Metagenome, metatranscriptome and metaproteome approaches unraveled compositions and functional relationships of microbial communities residing in biogas plants. *Applied Microbiology and Biotechnology* 102, 5045-5063.
- Hochheimer, A., Hedderich, R., Thauer, R. K. (1998). The formylmethanofuran dehydrogenase isoenzymes in *Methanobacterium wolfei* and *Methanobacterium thermoautotrophicum*: induction of the molybdenum isoenzyme by molybdate and constitutive synthesis of the tungsten isoenzyme. *Archives of microbiology*, 170(5), 389-393.
- Hülsemann, B., Zhou, L., Merkle, W., Hassa, J., Müller, J., Oechsner, H. (2020). Bio-methane potential test: Influence of inoculum and the digestion system. *Applied Sciences*, 10(7), 2589.
- Klezin, A., Adams, M. W. (1996). Tungsten in biological systems. *FEMS Microbiology Reviews*, 18(1), 5-63.
- Krakat, N., Anjum, R., Demirel, B., Schröder, P. (2016) Methodological flaws introduce strong bias into molecular analysis of microbial populations? *Journal of Applied Microbiology*. 122: 364-377.
- Lindorfer, H., Ramhold, D., Frauz, B. (2012). Nutrient and trace element supply in anaerobic digestion plants and effect of trace element application. *Water Science and Technology*, 66(9), 1923-1929.
- Maus, I., Kim, Y. S., Wibberg, D., Stolze, Y., Off, S., Antonczyk, S., Pühler, A., Scherer, P., Schlüter, A. (2017). Biphasic study to characterize agricultural biogas plants by high-throughput 16S rRNA gene amplicon sequencing and microscopic analysis. *Journal of microbiology and biotechnology*, 27(2).
- Pohl, M., Heeg, K., Mumme, J. (2013). Anaerobic digestion of wheat straw—Performance of continuous solid-state digestion. *Bioresource Technology*, 146, 408-415.
- Quast, C., Pruesse, E., Yilmaz, P., Gerken, J., Schweer, T., Yarza, P., Peplies, J., Glöckner, F.O. (2012). The SILVA ribosomal RNA gene database project: improved data processing and web-based tools. *Nucleic acids research*, 41(D1), D590-D596.
- Raposo, F., Borja, R., Mumme, J., Orupold, K., Esteves, S., Noguero-Arias, J., Picard, S., Nielfa, A., Scherer, P., Wierinck, I., Aymerich, E., Cavinato, C., Rodriguez, D.C., Garcia-Mancha, N., Lens, P.N.T., Fernandez-Cegri, V. (2013) First international comparative study of volatile fatty acids in aqueous samples by chromatographic techniques: Evaluating sources of error. *Trends Anal. Chemistry* 51: 127-144.

- Schattauer, A., Abdoun, E., Weiland, P., Plöchl, M., Heiermann, M. (2011). Abundance of trace elements in demonstration biogas plants. *Biosystems Engineering*, 108(1), 57-65.
- Scherer, P. (2007). Operating analytics of biogas plants to improve efficiency and to ensure process stability. Internationale Biogaskonferenz "Progress in Biogas", Stuttgart H. 77-84.
- Scherer, P.A., Neumann, L., Demirel, B., Schmidt, O., Unbehauen, M. (2009) Long term fermentation studies about the nutritional requirements for biogasification of fodder beet silage as mono-substrate. *J. Biomass & Bioenergy*, Vol. 33, 873-881.
- Scherer, P.A., Neumann, L., Kim, Y. (2012) Schnellmethode zur biologischen Aktivitätsbestimmung in Biogasanlagen: Quantitativer mikroskopischer Fingerabdruck (QMF). In: *BiogasPOTENZIALE: Erkennen, Erforschen, Erwirtschaften*, S. 124-137. Bornimer Agrartechnische Berichte, Heft 79, Potsdam-Bornim, ISSN 0947-7314 (available under google scholar).
- Seelmann, C. S., Willstein, M., Heider, J., Boll, M. (2020). Tungstoenzymes: occurrence, catalytic diversity and cofactor synthesis. *Inorganics*, 8(8), 44.
- Speece, R. (1996). *Anarobic Biotechnology for Industrial wastewaters*. Archae Press, Nashville Tennessee.
- Steffen, F., Requejo, A., Ewald, C., Janzon, R., Saake, B. (2016). Anaerobic digestion of fines from recovered paper processing—Influence of fiber source, lignin and ash content on biogas potential. *Bioresource Technology*, 200, 506-513.
- VDI 4630 (2016) Standard procedures 4630: Fermentation of organic materials. characterization of the substrate, sampling, collection of material data, fermentation tests. VDI Publishers, Berlin.
- Vintiloiu, A., Boxriker, M., Lemmer, A., Oechsner, H., Jungbluth, T., Mathies, E., Ramhold, D. (2013). Effect of ethylenediaminetetraacetic acid (EDTA) on the bioavailability of trace elements during anaerobic digestion. *Chemical engineering journal*, 223, 436-441.
- Whitman, W.B., Bowen, T.L., Boone, D.R. (2014). The Methanogenic Bacteria. in: *The Prokaryotes: Other Major Lineages of Bacteria and The Archaea*, (Eds.) E. Rosenberg, E.F. DeLong, S. Lory, E. Stackebrandt, F. Thompson, Springer Berlin Heidelberg. Berlin, Heidelberg, pp. 123-163.
- Wiegleb, G. (2016). *Gasmesstechnik in Theorie und Praxis, Messgeräte, Sensoren und Anwendungen*. Springer – Vieweg, Wiesbaden. DOI 10.1007/978-3-658-10687-4
- Xavier, C.A.N., Moset, V., Wahid, R., Møller, H.B. (2015). The efficiency of shredded and briquetted wheat straw in anaerobic co-digestion with dairy cattle manure. *Biosystems Engineering*, 139, 16-24.
- Zellner, G., Winter, J. (1987). Growth promoting effect of tungsten on methanogens and incorporation of tungsten-185 into cells. *FEMS Microbiology Letters*, 40(1), 81-87.

Contact

Prof. Paul Scherer

Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg,
Faculty of Life Sciences, Research Center Biomass Utilization Hamburg
☎+49 (0)163 724 6059 | ✉paul.scherer@haw-hamburg.de

Optimierter Textilreaktor für anaerobe Vergärung

Zusammenfassung: Es wurde ein textiler Schlauchreaktor von 5 m Länge, 1 m Breite und 1 m Höhe aufgebaut, um zu untersuchen, ob dies eine einfache und preiswerte Alternative für kleine landwirtschaftliche Betriebe zur Vergärung deren Anfall an Gülle und Festmist darstellt. In einer ersten Versuchsreihe zeigte die Temperatur im Reaktor, trotz Isolierung und Warmwasserheizsystem, eine starke Abhängigkeit von der Außentemperatur. Aufgrund dessen konnte eine maximale Biogasausbeute von 2,5 LN/kg FM bei Einsatz von Rindergülle ermittelt werden.

Abstract: A textile tube reactor of 5 m length, 1 m wide and 1 m high was installed in order to investigate it as a simple alternative to anaerobically digest the slurries and dungs of small-hold farms. In a first set of investigation the temperature inside the reactor depended strongly on outside temperature despite of insulation and a warm water heating system. Therefore, the maximum biogas yield remained below 2.5 LN/kg using cattle slurry as input material.

1 Einleitung

Ziel des hier vorgestellten Projekts ist die Implementierung eines neuartigen Schlauchreaktors auf Polymerbasis.

Die Idee der Verwendung von Schlauchreaktoren zur Produktion von Methan durch anaerobe Fermentation ist nicht neu, wird jedoch derzeit vor allem in Entwicklungsländern eingesetzt. Schlauchreaktoren zeichnen sich durch Ihre Flexibilität, geringe Anschaffungskosten, einen vergleichbaren geringen Wartungsaufwand und ihre Kompaktheit aus.

Der kompakte Reaktor ist geeignet, um bei kleinen landwirtschaftlichen Betrieben oder Betrieben, wo Rest- und Abfallstoffe aus der Landwirtschaft anfallen, eingesetzt zu werden. Häufig haben gerade kleine landwirtschaftliche Betriebe das Problem, dass die anfallenden Mengen an Gülle und Mist nicht ausreichen für den Bau einer gewinnbringenden Biogasanlage. Die deutlich geringeren Investitionen für Schlauchreaktoren können dazu führen, auch in solchen Betrieben Biogas aus den Reststoffen zu produzieren und damit ein Mikro-BHKW oder eine direkte Wärmeerzeugung über eine Gastherme zu betreiben.

Ein erster Prototyp eines solchen Schlauchreaktors wurde gemeinsam mit der Firma HUESKER entwickelt und auf dem Betriebsgelände der Lehr- und Versuchsanstalt für Tierzucht und Tierhaltung (LVAT) in Groß Kreutz, Brandenburg, aufgebaut.

1.1 Der Reaktor

Der Reaktor besteht aus einem speziellen Kunststoffgewebe. Durch ein äußeres Gestell aus Dämmplatten, Holzpanelen und Stahlrohren wird dem Reaktor Form und Halt gegeben. Um die Außenwände des Reaktors laufen Kunststoffröhren für den Transport von Wärme zur Reaktorbeheizung.

Der Reaktor hat jeweils an den Stirnseiten Öffnungen zur Fütterung und zur Entnahme des Gärprodukts. Öffnungen auf der Oberseite des Reaktors dienen dem Gasabfluss, der Aufnahme von Sensoren und als Probenahmestellen.

Der Reaktor ist 5 m lang, 1 m breit und ca. 1 m hoch. Bei entsprechendem Gasdruck wölbt sich die Oberseite bis auf etwa 1,20 m Höhe.

Der Füllstand im Reaktor wird über zwei optische Sensoren kontrolliert. Zur Temperaturkontrolle gibt es einen Sensor in Bodennähe und einen etwa in mittlere Höhe.



Abb. 1: Der Reaktor

1.2 Der Container

Für die Versuchsdurchführung wurde der Reaktor in einem 40-Fuß-Überseecontainer installiert. Der Container wurde in zwei etwa gleichgroße Abschnitte und einen schmalen Zwischenraum unterteilt. Der Raum, in dem der Reaktor liegt, dient gleichzeitig als Auffangbecken, falls es zu einer Havarie käme und der Reaktor ausliefe. Im Zwischenraum sind Behälter für die Gasaufbereitung und die Gasmessung installiert. In dem zweiten großen Raum stehen die Fütterungsvorlage, ein Zwischenlager für das Gärprodukt, Steuerungs- und Messeinrichtungen.

2 Forschungsergebnisse und Auswertung

Mitte August 2020 startete die erste richtige Versuchsphase. Folgende Parameter wurden erfasst: Masse Fütterung, Gärrest, Gasvolumen, Temperaturen, pH-Wert und Leitfähigkeit.

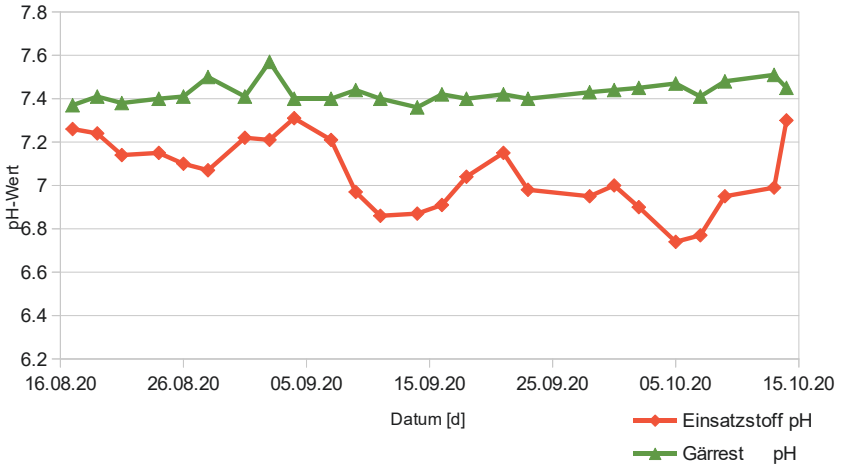


Abb. 2: pH-Wert Einsatzstoff und Gärrest für den Zeitraum Mitte August bis Mitte Oktober

Die pH-Werte des Gärrests wurde im Zeitraum von Mitte August bis Mitte Oktober 2020 (Abb. 2) in einem Bereich von 7,4 bis 7,5 bestimmt, während die pH-Werte der Einsatzstoffe zwischen 6,7 und 7,3 variierten. Der relativ konstante pH-Wert des Gärrests deutet auf einen normalen Umsatz im Reaktor hin.

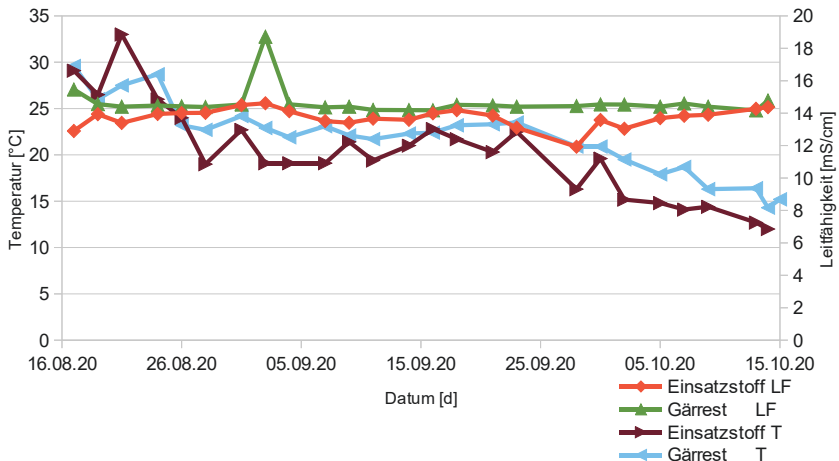


Abb. 3: Leitfähigkeit (LF) und Temperatur (T) Einsatzstoff und Gärrest über die Zeit

Die elektrische Leitfähigkeit ist ein Indikator für den Salzgehalt. Für Rindergülle sind Literaturwerte von 12 bis 15 mS/cm angegeben. In diesem Bereich lag in der Versuchsreihe auch die Leitfähigkeit im Versuchsreaktor (s. Abb. 3). Schädlich für die Fermentation kann eine Leitfähigkeit von über 30 mS/cm sein, die nicht erreicht wird.

Die Temperatur im Fermenter lag zu Beginn der Versuchsreihe bei ca. 30 °C. Durch den Kälteeinbruch im Oktober 2020 zeigte sich jedoch, dass die Anzahl der Heizungsintervalle deutlich erhöht werden muss. Die Reaktion darauf erfolgte etwas zu zögerlich, wodurch die Temperatur im Reaktor vorübergehend unter 20 °C absank. Um keine weiteren Störungen zu provozieren, wurde die Fütterung unterbrochen. Nach kurzer Zeit konnte wieder eine Temperatur von 27 °C im Fermenter erreicht und die Fütterung wieder aufgenommen werden.

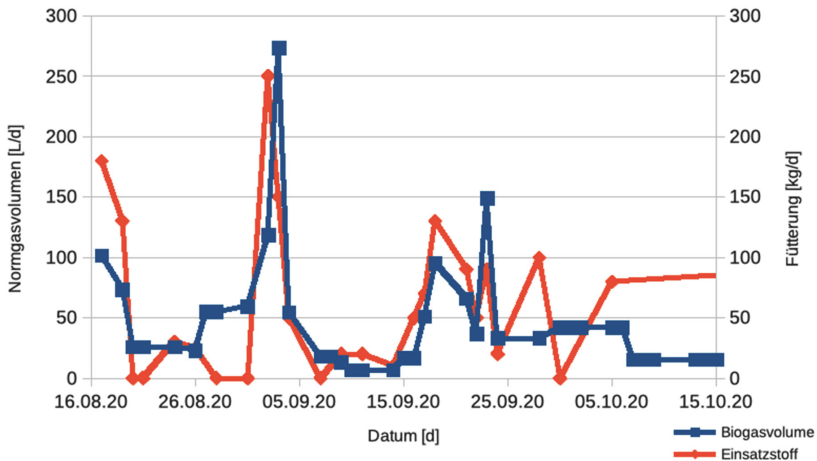


Abb. 4: Biogasvolumen und Einsatzstoffmasse über die Zeit

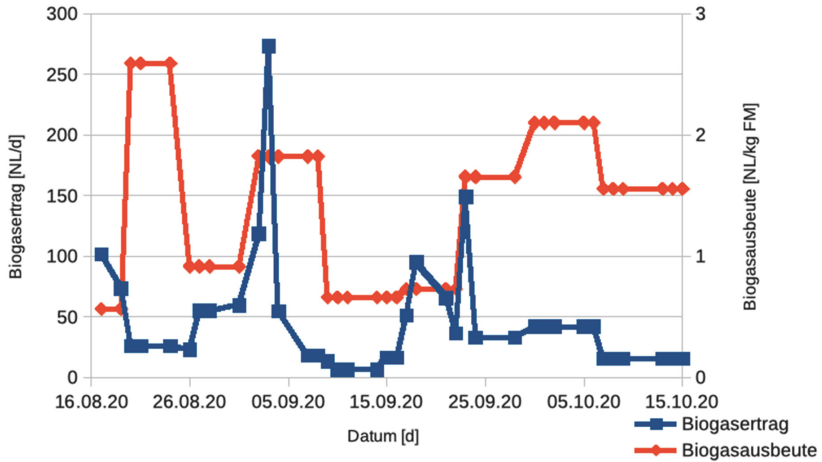


Abb. 5: Vergleich von Biogasertrag (NL/d) und Biogasausbeute (NL/kg FM)

Die Berechnungsgrundlage für die Daten in Abb. 5 werden aus den Werten der Daten für Abb. 4 genommen. Laut KTBL liegt die Biogasausbeute für Rindergülle (bei $TM = 8\%$) zwischen 18 und 24 $LN/kg\ FM$. Da diese Werte nicht erreicht werden, kann daraus geschlossen werden, dass der Anfahrprozess noch nicht vollständig abgeschlossen ist. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass die Temperatur im Reaktor fast ständig unter $25\text{ }^{\circ}C$ und damit deutlich unter dem Erwartungswert von ca. $40\text{ }^{\circ}C$ liegt.

Die Zusammensetzung des Gases erreicht mit deutlich über 60 % Methan und weniger als 40 % CO_2 sehr gute Werte. Der anfänglich hohe Sauerstoffwert resultiert aus den Luftresten im Reaktor, die erst verdrängt werden mussten.

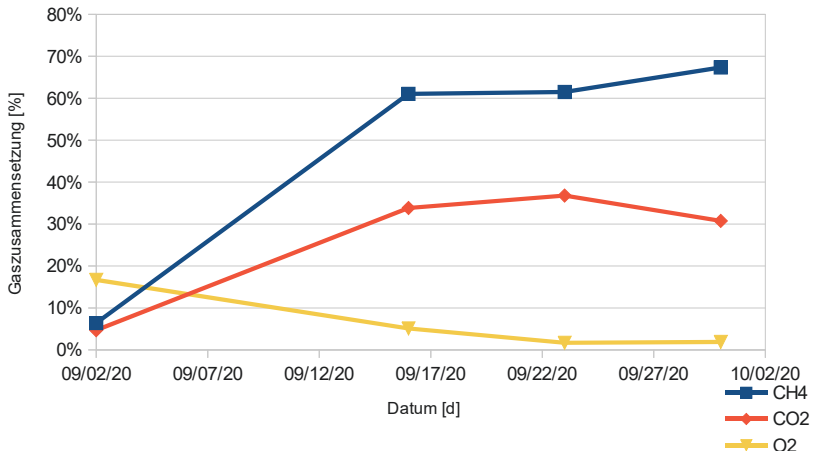


Abb. 6: Gaszusammensetzung über die Zeit

Der Verlauf der organischen Trockenmasse (Abb. 7) von Einsatzstoff und Gärrest zeigt einen deutlichen Abbau des organischen Materials, was sich ja auch in den ermittelten Gasausbeuten widerspiegelt.

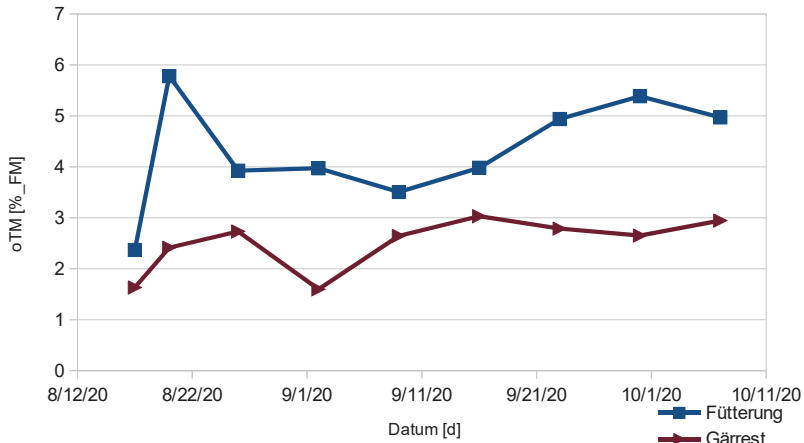


Abb. 7: Organische Trockenmasse über die Zeit

3 Fazit

Der hier untersuchte textile Schlauchreaktor ist eine preiswerte Alternative für kleine Mengen an Einsatzstoff. Die ersten Ergebnisse zeigen jedoch, dass das Heizsystem bzw. die Isolierung noch verbesserungswürdig sind, da hier doch eine starke Reaktion auf die Außentemperaturen festgestellt werden kann. Die Kontrolle von Füllhöhe und Temperatur mit einfachen Sensoren funktioniert gut.

In weiteren Arbeitsschritten sollte die Fütterung vereinfacht werden, wobei sich zeigte, dass eine Tauchmotorpumpe durchaus für eine ein- oder zweimalige Fütterung pro Tag wertvolle Dienste leistet und bis zu einem TM-Gehalt von etwa 10 % geeignet ist. Für weitere Entwicklungen muss jedoch das Heizsystem nochmals überdacht werden, zumal die Installation der jetzt genutzten Verrohrung sehr aufwändig ist.

Kontakt

Prof. Dr. Janet Nagel, Geschäftsführung

INERI Privatinstitut für Energie- und RessourcenInnovation gUG

☎ 0162/4249829 | ✉ nagel@ineri.de | 🌐 www.ineri.de

Dr. Matthias Plöchl, Geschäftsführung

BioenergieBeratungBornim GmbH

☎ +49 (0)331.60149812 | ✉ mp@b3-bornim.de | 🌐 www.b3-bornim.de

Entwicklung physikalisch motivierter maschineller Lernverfahren zur modellbasierten Regelung von Biogasanlagen

Zusammenfassung: Die Regelung von Biogasanlagen stellt eine Herausforderung vor allem im Sinne der Flexibilisierung dar. Die Stromeinspeisung der Anlagen orientiert sich im flexiblen Betrieb am potentiellen Ertrag an der Strombörse [1]. Um dem gerecht zu werden bieten sich zwei Optionen an: Einerseits kann der Biogasspeicher so groß wie möglich gewählt werden, andererseits kann durch ein angepasstes Fütterungsmanagement Biogas dann verstärkt produziert werden, wenn es benötigt wird. Die Realisierung der zweiten Möglichkeit erfordert den Einsatz einer Regelung, bspw. mit Fuzzy- [2], [3], modellbasierten- (MPC) [4] oder PID-Reglern [5]. MPC-Regler haben den Vorteil, dass ein physikalisches Prozessmodell die Grundlage bildet. Das umfassendste Modell der Biogasproduktion liefert das „Anaerobic Digestion Model 1“ (ADM1) [6]. Im MPC-Kontext kommen zumeist jedoch lediglich simplifizierte Modelle zum Einsatz [7]. Der Hauptgrund dafür liegt in der hohen Zahl der im ADM1-Modell enthaltenen Parameter, deren Validierung eine Hürde für die erfolgreiche Anwendung ist [8]. Aus diesem Grund wird in der nachfolgenden Arbeit das ADM1 durch ein tiefes neuronales Netz ersetzt. Dieses zeigt eine ~97 %-ige Übereinstimmung mit dem ADM1 bei der Bestimmung zeitlicher Gasverläufe. Es wird daher genutzt, um den Substrateinstrom nach dem jeweiligen Gasbedarf zu regeln und an flexible Fahrpläne anzupassen.

Abstract: The control of biogas plants is a challenge especially in terms of flexibilization. In flexible operation, the energy output of the CHP from biogas plants is demand-driven based on the energy market [1]. Resulting in two alternatives for future operation: On the one hand, building biogas storage containers as large as possible, on the other hand, increasing biogas production when needed by an adaptive feeding management. The realization of the second option requires the use of a control system, e.g. with fuzzy [2], [3], model-based (MPC) [4] or PID controllers [5]. MPC controllers are advantageous because they are based on physically derived process models. The state of the art model of biogas production is provided by the "Anaerobic Digestion Model 1" (ADM1) [6]. However, in the MPC context, mostly only simplified models are used [7]. The main reason is the high number of parameters included in the ADM1 model, the validation of which is a hurdle for successful application [8]. Therefore, in this work a deep neural network replaces the ADM1. The results show a ~97% agreement with the ADM1 according to process curves for methane production trajectories. Hence, it is used to control the substrate influx according to the respective gas demand and adapting it to flexible schedules.

1 Einleitung

Biogas wird durch den anaeroben Abbau von landwirtschaftlichen Substraten unter dem Zusatz von Gülle in kontinuierlich gerührten Bioreaktoren hergestellt. Der Prozess kann in die fünf Schritte Desintegration (A), Hydrolyse (B), Säurebildung (C), Essigbildung (D), Methanogenese (E) unterteilt werden (Abb. 1). Die Hydrolyse ist dabei der ratenlimitierende Schritt. Mit Ausnahme der Desintegration laufen alle Schritte unter bakterieller Katalyse ab und werden mittels gewöhnlichen Differentialgleichungen erster Ordnung angenähert.

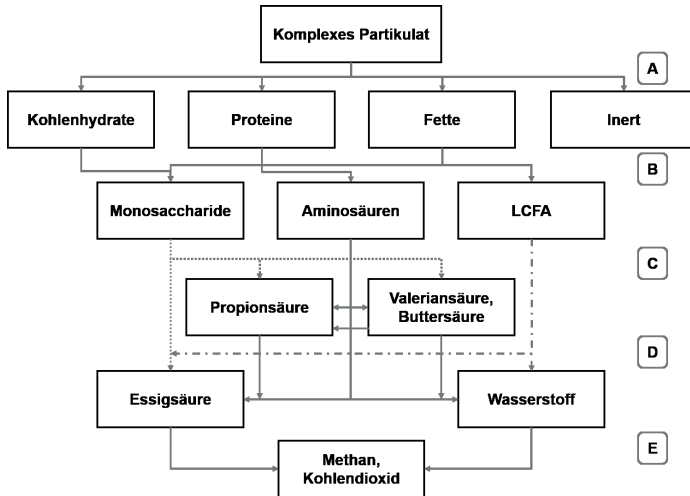


Abb. 1: Die Produktionsschritte von Biogas, nach Batstone et al. 2002.

Das genaueste Modell der Biogasproduktion ist das ADM1 und wurde 2002 eingeführt [6]. Es enthält 32 dynamische Zustandsgrößen und 105 Parameter. Diese Komplexität bedingt, dass einige der Parameter, je nach Prozess unterschiedliche, nicht-identifizierbar sind. Nicht-identifizierbare Parameter können sich auch auf die Genauigkeit anderer Parameter bei deren Schätzung auswirken. Vorhersagen und Optimierungen werden dadurch ungenauer und führen bei der Anwendung im schlimmsten Fall zu einem Auswaschen der Anlage und einem Einbruch der Biogasproduktion. Aus diesem Grund sind sorgfältige Validierungen vonnöten, um die Parameter für Vorhersagen einzusetzen. Dabei ist jedoch ebenfalls zu beachten, dass nicht alle Zustandsgrößen unter vernünftigen Aufwand messbar sind. Es handelt sich daher um ein schlecht gestelltes Problem. Für den Einsatz in modellbasierten Reglern muss das Modell daher reduziert werden. Beispiele für die Nutzung reduzierter (Teil-)Modelle finden sich in [7] und [9]. Bei der Modellreduktion besteht wiederum das Risiko, dass zu viel Genauigkeit eingebüßt und damit der Prozess übersimplifiziert wird. Weiterhin müssen enthaltene Parameter trotzdem einer anlagenabhängigen Validierung unterzogen werden.

Können die Parameter genau identifiziert werden, bietet sich ein modellbasierter Regler (MPC) an. Der MPC hat die Aufgabe anhand der Modellvorhersagen die Stellgröße so zu wählen, dass ein vorher definierter Führungsgrößenverlauf durch die Regelgröße nachgebildet wird (Abb. 2). Im Allgemeinen können jegliche (kontrollierbare) technische Parameter als Stellgrößen fungieren. Im Nachfolgenden sind dies die Substratzusammensetzung bzw. Fütterungsrate. Die Regelgröße ist der Methanmassenstrom, da dieser direkt mit der produzierten elektrischen Energie korreliert. Der Führungsgrößenverlauf wird durch den festgelegten Fahrplan, bzw. den Preis an der Strombörse bestimmt. Die optimale Einstellung wird je nach Vorhersagehorizont ständig neu ermittelt, weshalb man bei dieser Form der Regelung auch von einem gleitenden Prädiktionshorizont spricht. Der Regler kann damit auch Störungen abfangen und ein eventuelles Prozessversagen antizipieren.

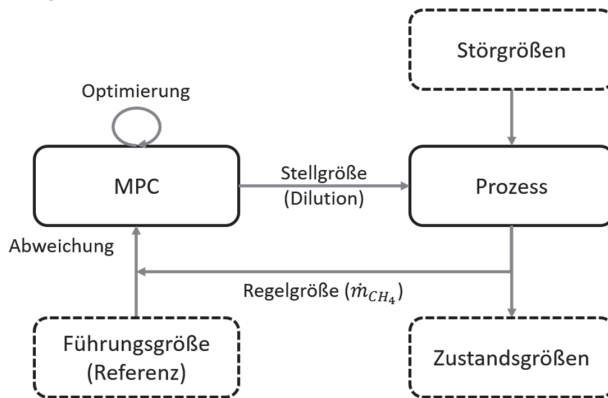


Abb. 2: Vereinfachtes Schema einer MPC-Regelung.

Die einfließenden Größen müssen selbstverständlich messbar sein. Im einfachsten Fall wird daher das Fütterungsmanagement geregelt, was sich an der vorliegenden Substratzusammensetzung und der Dilution orientiert.

Im Folgenden wird untersucht, ob eine datengetriebene Regelung mit neuronalen Netzen eine Alternative zur Regelung durch physikalische Modelle darstellt. Die notwendigen Daten (Dilution, Substratmenge und Methanmassenstrom) sind an jeder Biogasanlage messbar. Um zu überprüfen, ob neuronale Netze in Frage kommen, werden eingangs diverse maschinelle Lernverfahren miteinander verglichen. Diese sollen den Methanmassenstrom im Gleichgewicht vorhersagen. Dazu wird im Vorfeld eine explorative Datenanalyse durchgeführt, um die Variablen zu ermitteln, die den Haupteinfluss auf den Gasstrom haben. Die gefundenen Variablen werden randomisiert und mit dem ADM1 der Methangasstrom (im Gleichgewichtspunkt und im Zeitverlauf) simuliert. Mit den erhaltenen Daten wird dann ein geeignetes maschinelles Lernverfahren gesucht, welches möglichst genau den Gasstrom im Gleichgewicht abschätzen kann. Darauf basierend wird ein tiefes neuronales Netz aufgebaut, welches zusätzlich zeitli-

che Verläufe des Gasstroms vorhersagt. Das so erhaltene Netz wird zur Regelung der Dilutionsrate eingesetzt und anhand verschiedener Szenarien mit dem ADM1 verglichen. Dieser Beitrag soll daher die prinzipielle Eignung der Regelung mittels neuronalen Netzen aufzeigen.

2 Material & Methoden

2.1 Datenvorbereitung & -analyse

Als Datengrundlage dienen Simulationsdaten des in Matlab 2020b erstellten ADM1 Modells. Das resultierende Netz sollte in der Lage sein, sowohl Gleichgewichtszustände als auch Verlaufskurven korrekt vorherzusagen. In einer vorherigen Arbeit wurden alle Eingangsparameter des ADM1 variiert und in einer explorativen Datenanalyse (EDA) auf Korrelation zum Methanmassenstrom (\dot{m}_{CH_4}) hin untersucht. Als Bewertungskriterium diente dabei der Pearson-Korrelationskoeffizient:

$$Corr(x, y) = \frac{Cov(x, y)}{\sqrt{Var(x) * Var(y)}}$$

Anschließend wurden lediglich Variablen mit hohem Einfluss weiter betrachtet. Dazu wurde ein Datensatz mit jeweils 12.000 zufällig gewählten Eingangsvariablen-Kombinationen erzeugt. Die eingesetzten Variablen und deren Grenzen sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tab. 1: Gewählte Parametergrenzen für die Simulationsdaten in Matlab.

Parameter	minimal	maximal
Dilution (dil)	0.01 h ⁻¹	0.2 h ⁻¹
Kohlenhydratanteil (ch)	0 %	100 %
Proteinanteil (pr)	0 %	100 %
Lipidanteil (li)	0 %	100 %

Vor dem Training der maschinellen Lernverfahren werden, aufgrund der Spreizung der Wertebereiche, die Eingangsvariablen min-max-skaliert.

2.2. Werkzeuge & Bibliotheken

Die gezeigten Berechnungen finden unter Windows 10 Enterprise (Version 1903) auf einem 64-Bit System statt. Der eingesetzte Rechner ist mit einem Core i7-6600 bei einer nominellen Taktfrequenz von 2.6 GHz, sowie 16 GB Arbeitsspeicher ausgestattet. Die verwendeten Programme sind in Tab. 2 aufgelistet.

Tab. 2: Verwendete Werkzeuge/Bibliotheken und deren Einsatzzweck.

Programm	Nutzung von ...	Verwendungszweck
Matlab (9.9.0)	ode15s	Dynamische Simulation
	scikit-learn (0.22.2)	Regression
	NumPy (1.17.0)	Numerische Operationen
Python (3.8.8)	PyTorch (1.4.0)	Erstellung neuronaler Netze
	GS/shgo-sobol	lokale/globale Optimierung

Python wurde in der Anaconda-Umgebung genutzt. Die eingesetzten maschinellen Lernmethoden wurden der scikit-learn Bibliothek entnommen und beliefen sich auf die mehrdimensionale lineare Regression (LR), die polynomische Regression (PR), die Kernel-Ridge Regression (KRR) und den Random-Forest Regressor (RF). Die polynomischen Regressionen (PR und KRR) kamen jeweils mit einem Polynomgrad 6. Ordnung zum Einsatz. Das verwendete neuronale Netz wurde mit PyTorch (Tiefes neuronales Netz - DNN) erstellt. Zur Validierung kommt während des Trainings eine Kreuzvalidierung zum Einsatz. Außerdem werden 10 % der randomisierten Daten als Testdaten zurückgehalten, um die Performance des Algorithmus im Nachgang zu überprüfen. Zum Vergleich zwischen ADM1 und dem neuronalen Netz werden Optimierungen in Matlab durchgeführt. Diese werden über eine Schnittstelle (Matlab-Kernel) zwischen Python und Matlab realisiert.

2.3. Tiefe neuronale Netze (DNN)

Da davon auszugehen ist, dass die Zusammenhänge zwischen dem Substrateinstrom und der Methanproduktion nichtlinear sind, kommen lediglich tiefe neuronale Netze zum Einsatz (schematisch in Abb. 3 gezeigt). In tiefen neuronalen Netzen sind diverse versteckte Schichten involviert („Hidden layer“), die damit auch nichtlineare Zusammenhänge erlernen können. Die Stärke der Verbindung zwischen den einzelnen Knoten stellt die erlernbaren Parameter dar und geht in die Gewichtsmatrix ein.

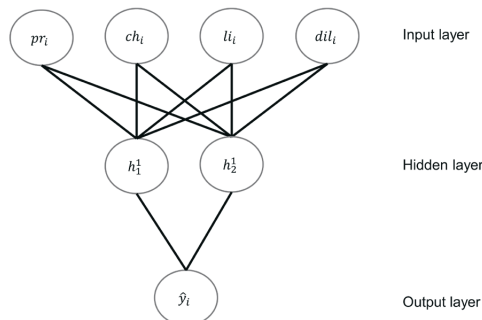


Abb. 3: Beispiel für ein tiefes neuronales Netz mit einem Hidden layer.

Die Parameter der Netze werden sowohl durch die Methode Adam als auch den stochastischen Gradientenabstieg (SGD) trainiert. Die zu minimierende Zielfunktion ist in allen Fällen der residuale quadrierte Fehler (RSS):

$$RSS = \sum_{i=1}^n (\hat{m}_{CH_4,i} - \dot{m}_{CH_4,i})^2$$

Der Index i repräsentiert dabei den jeweiligen Datenpunkt ($n = 12.000$). Während $\dot{m}_{CH_4,i}$ den simulierten Methanmassenstrom und $\hat{m}_{CH_4,i}$ den durch das Modell geschätzten Methanmassenstrom darstellt. Für die KRR kommt zusätzlich noch ein Stabilisierungsterm $\alpha \sum_{i=1}^n w_i^2$ hinzu, der ein Overfitting verhindern soll und die Größe der Gewichte bestraft:

$$RSS = \sum_{i=1}^n (\hat{m}_{CH_4,i} - \dot{m}_{CH_4,i})^2 + \alpha \sum_{i=1}^n w_i^2$$

Der Gewichtungsfaktor α wird durch Kreuzvalidierung bestimmt und beeinflusst die Stärke des Strafterms.

3 Ergebnisse & Diskussion

Die Ergebnisse in diesem Beitrag unterteilen sich in vier aufeinander aufbauende Teilbereiche (Abb. 4). Im ersten Abschnitt werden die Resultate der EDA gezeigt, auf deren Basis verschiedene maschinelle Lernverfahren trainiert werden, um den Methangasstrom im Gleichgewicht vorherzusagen. Für eine genaue Analyse und die Anwendung im MPC-Regler müssen jedoch zeitliche Verläufe vorhergesagt werden. Das beste maschinelle Lernmodell aus der Gleichgewichtsbestimmung wird daher als Vorlage genutzt, um ein DNN aufzubauen. Im letzten Abschnitt wird das resultierende neuronale Netz genutzt, um mit einer MPC-Regelung einen beispielhaften Bedarfsverlauf durch die Anpassung der Dilution nachzubilden.

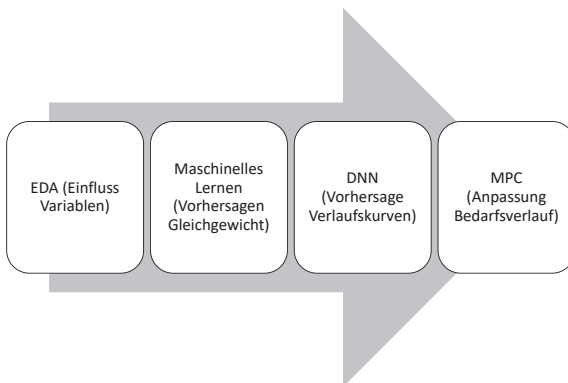


Abb. 4: Ablauf der gezeigten Ergebnisse.

Das ADM1, in Matlab hinterlegt, dient in diesem Fall als Biogasreaktor und repräsentiert damit die Regelstrecke. Die Dilution dil ist die Stellgröße und \dot{m}_{CH_4} entspricht der Regelgröße.

Die Erkenntnisse, die gewonnen werden, sind zweigeteilt. Im ersten Schritt soll gezeigt werden, ob maschinelle Lernverfahren Vorhersagegenauigkeiten von physikalischen Modellen bei der Gleichgewichtsbestimmung von Methan erreichen. Im zweiten Abschnitt wird ermittelt, ob es möglich ist Bedarfsverläufe des Methanmassenstroms mit einem DNN nachzufahren und somit den wirtschaftlichen Ertrag der Anlagen zu steigern.

3.1. Explorative Datenanalyse (EDA)

Für eine genaue Vorhersage ist die Qualität der Eingangsdaten entscheidend. Zum einen muss sichergestellt sein, dass die simulierten Experimente gleichmäßig über den zugänglichen Raum verteilt sind (Abb. 5), zum anderen sollten alle verwendeten Eingangsdaten einen Einfluss auf den Modellausgang haben.

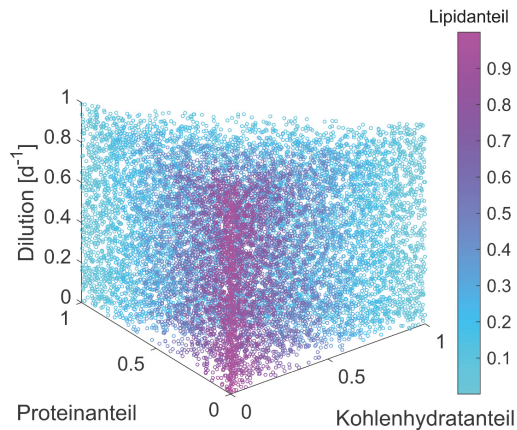


Abb 5: Verteilung der Eingangsvariablen im experimentellen Raum.

Die EDA eignet sich dazu, Korrelationen untereinander aufzudecken sowie potentielle nicht-sensitive Variablen zu entfernen. Das Ergebnis der bereits reduzierten Korrelationsmatrix zeigt Abb. 6.

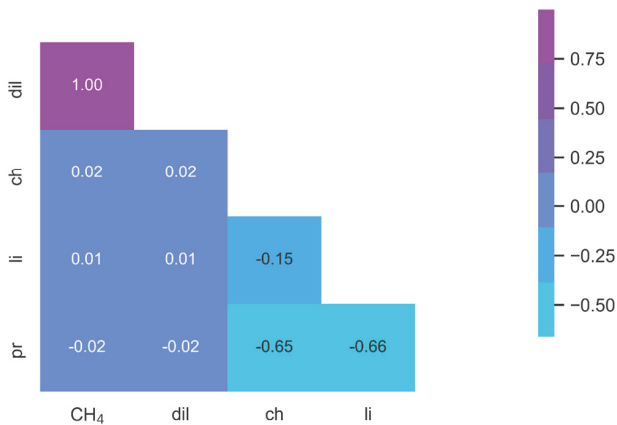


Abb. 6: Korrelation der Variablen mit Einfluss auf den Methanmassenstrom.

In der Abbildung ist ersichtlich, dass lediglich die Substratzusammensetzung (pr - Protein-, ch - Kohlenhydrat- und li - Lipidanteil) sowie die Dilutionsrate dil einen signifikanten Einfluss auf den Methanmassenstrom \dot{m}_{CH_4} haben. Die Dilutionsrate hat selbstverständlich den größten Einfluss, da durch diese das Wachstum der Bakterienpopulation und damit die Produktivität beeinflusst wird.

3.2 Regressionsmodelle zur Vorhersage des Gleichgewichts

Im ersten Schritt werden verschiedene Regressionsmodelle einander gegenübergestellt und ihre Vorhersagegenauigkeit des Methanmassenstroms im Gleichgewicht kontrolliert. Die Ergebnisse sind in Tabelle 3 dargestellt.

Tab.3: Genauigkeiten auf den Testdaten für die verschiedenen maschinellen Lernmethoden.

	Random Forest	Polynomiale Regression	Kernel Ridge Regression	Lineare Regression
Genauigkeit _{Train} in %	99.99	77.67	55.15	41.77
Genauigkeit _{Test} in %	99.80	77.48	55.10	40.78

Dabei wird ersichtlich, dass nur die Random Forest-Regression in der Lage ist, die Gleichgewichtszustände unter Auswaschbedingungen korrekt darzustellen (Ergebnisse der Testdaten sind in Abb. 7 dargestellt). Das ist wenig überraschend, da dieses Verfahren eine Ensemble-Methode darstellt und mehrere Entscheidungsbäume zusammenfasst. Bei genauer Analyse zeigt sich außerdem, dass eine maximale Tiefe von 6 Verzweigungen notwendig ist, um diese Genauigkeit zu erreichen, worauf sich schließen lässt, dass nur ein tiefes neuronales Netz imstande ist, eine ähnliche Genauigkeit bei Verlaufskurven zu erreichen.

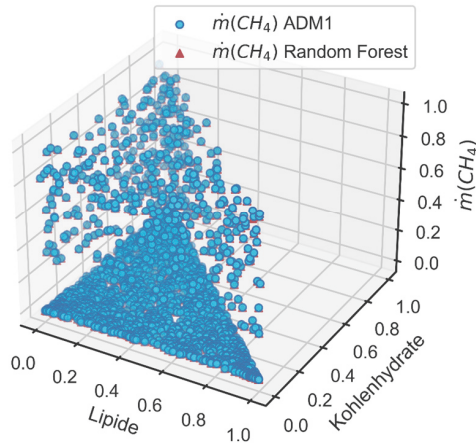


Abb. 7: Gegenüberstellung der skalierten Methanströme im Gleichgewicht
(blau - RF, rot - durch ADM1 simulierte Testdaten).

Ein Nachteil der Regression mittels Random Forest ist, dass sich keine Verlaufskurven abbilden lassen. Das Modell dient daher nur als Anhaltspunkt für den Aufbau des neuronalen Netzes.

3.3. Vorhersage von Verläufen

Mit der Bestimmung von Gleichgewichtspunkten lässt sich lediglich ein drohendes Prozessversagen vorhersagen. Es fehlen jedoch die zeitlichen Eigenschaften, die für eine Einbindung in ein MPC-Konzept notwendig sind. Nur damit ist es möglich, die Stellgröße so zu optimieren, dass der Bedarfsverlauf ideal durch den Regelgrößenverlauf abgebildet wird. Demzufolge wird ein tiefes neuronales Netz erstellt, welches acht hidden layer enthält. Daraus ergeben sich 510.528 Parameter für das Netz. Nach dem Training zeigt das Netz eine exzellente Übereinstimmung von ~97 % auf den Testdaten.

Beispielverläufe für zwei Szenarien eines Normalverlaufes und für ein Prozessversagen sind in Abb. 8 dargestellt.

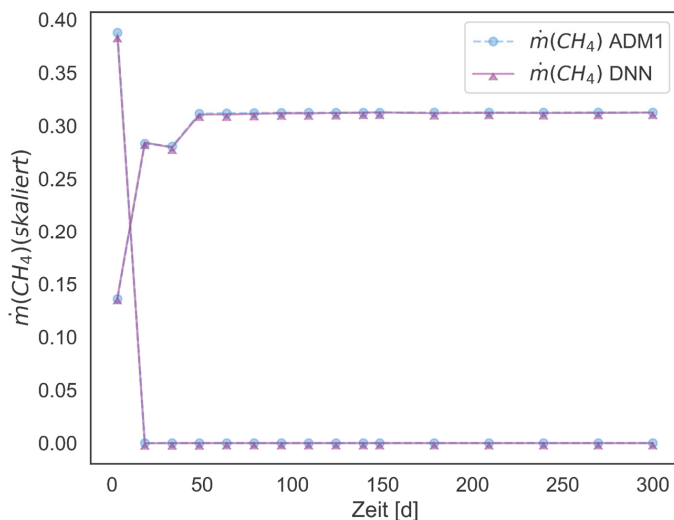


Abb. 8: Vergleich DNN und ADM1 in den Szenarien Normalverlauf (oben) und Prozessversagen (unten).

3.4. MPC-Regelung

Im letzten Schritt wird das erhaltene Netz genutzt, um mit einem MPC-Regler einen Idealverlauf nachzubilden. Die Funktionsweise ist in Abb. 9 schematisch dargestellt.

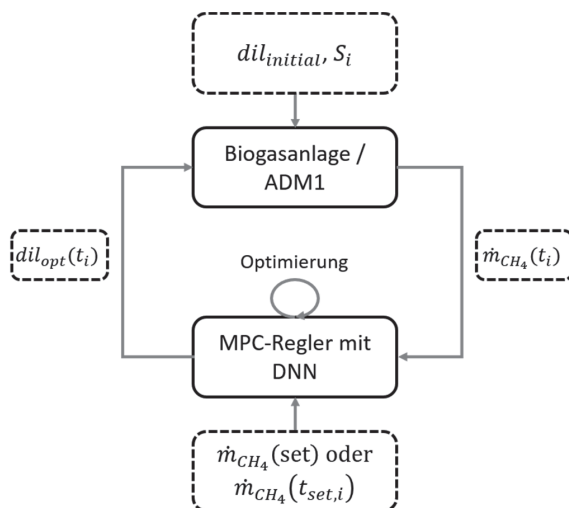


Abb. 9: Schematische Darstellung des Regelkonzepts.

Das ADM1, welches die Regelstrecke darstellt, wird mit einer zufällig gewählten Kombination aus Substrat (S_i) und einer ebenso zufällig gewählten Dilution ($dil_{initial}$) initialisiert. Damit soll eine beliebige Biogasanlage simuliert werden. Zu jedem Zeitschritt (t_i) wird der aktuelle Massenstrom an Methan ($\dot{m}_{CH_4}(t_i)$) an den Regler (das DNN) übergeben. Der Regler vergleicht den derzeitigen Stand mit dem Referenzverlauf zum jeweiligen Zeitpunkt und stellt entsprechend die optimierte Dilution (dil_{opt}) ein. Im Regler wird dabei der Fehler $\varepsilon = \dot{m}_{CH_4}(t_i) - \dot{m}_{CH_4}(t_{set,i})$ zu jedem Zeitschritt minimiert. Der Regler kann als Endpunktreger fungieren und einen beliebigen Gleichgewichtswert $\dot{m}_{CH_4}(t_{steady})$ einstellen, was in Abb. 10 gezeigt ist. Der $\dot{m}_{CH_4}(set)$ ist dabei $1500 \text{ m}^3/\text{d}$.

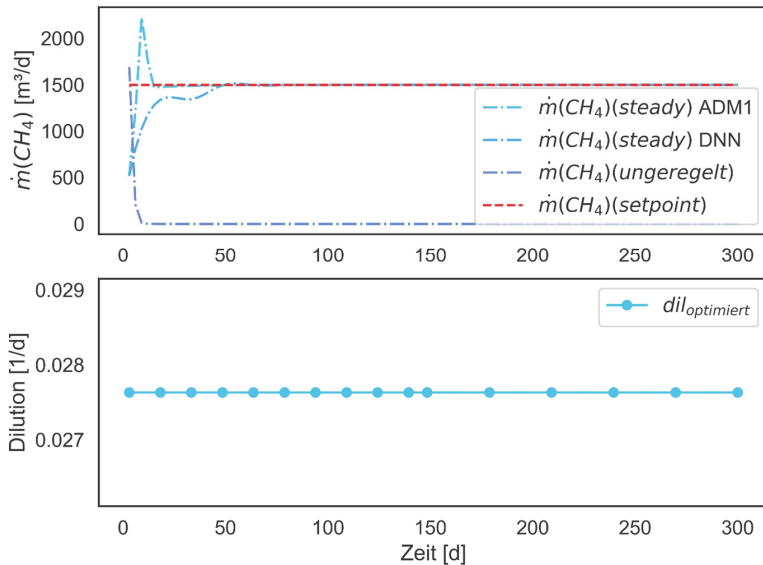


Abb. 10: Verlauf des Methanstroms bei Endpunktreger und Reglereingriff.

Dabei lässt sich erkennen, dass ohne den Reglereingriff die Methanbildung zusammengebrochen wäre, da die Dilution von 0.134 d^{-1} für die initial gewählte Substratzusammensetzung ($ch = 0.81$, $pr = 0.08$, $li = 0.11$) zu hoch war. In dem Gleichgewichtsfall kommt es jedoch zu einer starken Überproduktion zu Beginn der Regelung (zu sehen an dem ADM1-Verlauf). Dieser Peak würde ggf. zu nicht benötigtem Methan und in der Folge zu einem wirtschaftlichen Nachteil führen. Das DNN bildet diesen Peak nicht ab, nähert sich dafür aber langsamer dem gewünschten Methanmassenstrom $\dot{m}_{CH_4}(set)$ an.

Um dieses Überspringen zu verhindern, kann auch ein exakter Bedarfsverlauf nachgebildet werden, wie es in Abb. 11 gezeigt wird.

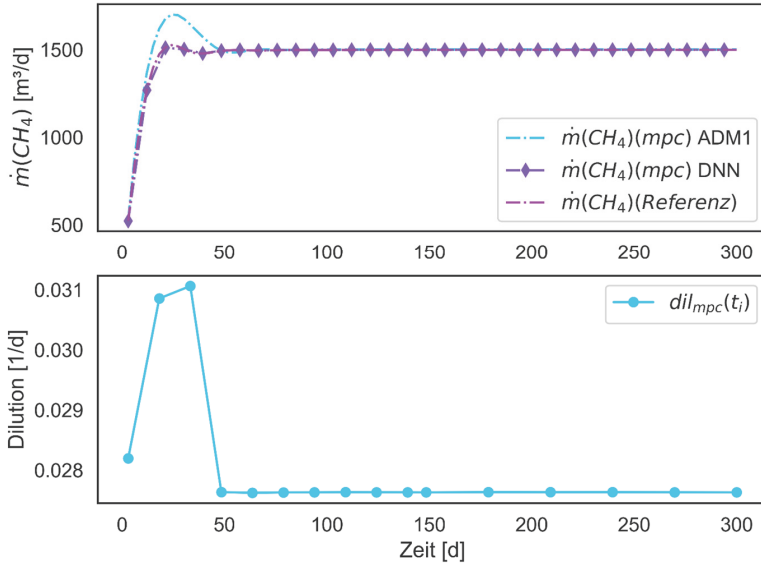


Abb. 11: Bedarfsgerechte Steuerung des Methanstroms durch den Reglereingriff.

Dabei wird die Dilution gerade anfangs stark geändert, um dem jeweiligen Referenzverlauf gerecht zu werden. Ein Peak, und damit eine potentielle Überproduktion wie oben gezeigt, bleibt beim DNN aus.

Die dafür notwendige globale Optimierung der Stellgröße schlägt beim DNN mit lediglich 2 s Rechenzeit pro Zeitschritt zu Buche, während allein die lokale Optimierung mittels ADM1 10.5 min für jeden Zeitschritt beträgt. Die globale Optimierung mittels ADM1 musste aus Zeitgründen abgebrochen werden. Obwohl diese Werte immer noch weit jenseits der typischen Produktionszeiten für Methan in Biogasanlagen (ca. Tagesbereich) liegen, liegt der Vorteil des DNN, darin, dass keine Kalibrierung vonnöten ist.

4 Schlussfolgerung und Ausblick

Im vorliegenden Beitrag wurde gezeigt, dass tiefe neuronale Netze physikalischen Modellen bei ungefähr gleicher Genauigkeit im MPC-Kontext deutlich überlegen sind. Die Parameterkalibrierung ist hinfällig, wenn genügend Daten der Anlage vorhanden sind. Anhand eines simulierten Beispiels konnte gezeigt werden, dass der Regler ein Einbrechen der Produktion (bei fehlerhaft eingestellter Dilution) abfangen kann. Neuronale Netze besitzen zudem den Vorteil, dass sie beliebig erweitert werden können. So können Einflussgrößen berücksichtigt werden, für die derzeit keine mathematisch formal modellierten Zusammenhänge mit der Methanproduktion vorliegen.

Die vorliegende Arbeit ist dabei als Baustein einer komplett automatisierten Biogasanlage zu sehen. Solch eine Biogasanlage 4.0 optimiert selbständig nach dem Bedarf, den umliegenden Energieanlagen, dem Wetter und dem zur Verfügung stehenden Substrat das Fütterungsmanagement und die Gasströme in den Speicher bzw. ins BHKW.

Literatur/Quellen

- [1] M. Lauer, U. Leprich, and D. Thrän, "Economic assessment of flexible power generation from biogas plants in Germany's future electricity system," *Renew. Energy*, vol. 146, no. 2020, pp. 1471–1485, 2020.
- [2] P. Scherer, K. Lehmann, O. Schmidt, and B. Demirel, "Application of a fuzzy logic control system for continuous anaerobic digestion of low buffered, acidic energy crops as mono-substrate," *Biotechnol. Bioeng.*, vol. 102, no. 3, pp. 736–748, 2009.
- [3] A. Puñal, L. Palazzotto, J. C. Bouvier, T. Conte, and J. P. Steyer, "Automatic control of volatile fatty acids in anaerobic digestion using a fuzzy logic based approach," *Water Sci. Technol.*, vol. 48, no. 6, pp. 103–110, 2003.
- [4] E. Mauky, S. Weinrich, H. J. Nägele, H. F. Jacobi, J. Liebetrau, and M. Nelles, "Model Predictive Control for Demand-Driven Biogas Production in Full Scale," *Chem. Eng. Technol.*, vol. 39, no. 4, pp. 652–664, 2016.
- [5] L. Peters, P. Biernacki, W. Quaghebeur, F. Uhlentut, and S. Steinigeweg, "Model-based control for a demand-driven biogas production to cover residual load rises," *Bioprocess Biosyst. Eng.*, vol. 42, no. 11, pp. 1829–1841, 2019.
- [6] D. J. Batstone et al., "The IWA Anaerobic Digestion Model No 1 (ADM1)," *Water Sci. Technol.*, vol. 45, no. 10, pp. 65–73, 2002.
- [7] O. Bernard, Z. Hadj-Sadok, D. Dochain, A. Genovesi, and J. P. Steyer, "Dynamical model development and parameter identification for an anaerobic wastewater treatment process," *Biotechnol. Bioeng.*, vol. 75, no. 4, pp. 424–438, 2001.
- [8] D. Poggio, M. Walker, W. Nimmo, L. Ma, and M. Pourkashanian, "Modelling the anaerobic digestion of solid organic waste - Substrate characterisation method for ADM1 using a combined biochemical and kinetic parameter estimation approach," *Waste Manag.*, vol. 53, pp. 40–54, 2016.
- [9] H. O. Méndez-Acosta, B. Palacios-Ruiz, V. Alcaraz-González, V. González-Álvarez, and J. P. García-Sandoval, "A robust control scheme to improve the stability of anaerobic digestion processes," *J. Process Control*, vol. 20, no. 4, pp. 375–383, 2010.

Kontakt

Dipl.-Ing. David Wagner, Wissenschaftlicher Mitarbeiter

Hochschule Ansbach, Biomasse-Institut

☎ +49 (0)911.568549190 | ✉ david.wagner@hs-ansbach.de

Roberto Eloy Hernández Regalado, Tobias Weide,
Daniel Baumkötter, Lukas Wettwer, Jurek Häner, Elmar Brüggling,
Jens Tränckner, Christof Wetter

Optimization of the conventional agricultural biogas plant by the integration of a high-rate reactor in the treatment scheme

Abstract: Agricultural biogas plants are widely used in Germany, however, the digestion of liquid substrates is limited by the required hydraulic retention time in these plants. One possible solution to this issue is integrating technology with biomass retention technology as applied in wastewater treatment into the existing technology. This concept is particularly interesting when applying anaerobic co-digestion (AcoD) to produce biogas simultaneously from various biomasses. AcoD is extensively employed to increase the organic load inside the reactors while increasing the long-term stability. This work describes a methodology to successfully co-digest different agro-industrial substrates in an innovative treatment scheme named high-efficiency agricultural biogas plant. The methodology consists of five main stages and it is currently employed in the BioSmart project. The results of the first stage are presented. Furthermore, the current status of the project and the next step are detailed explained.

1 Introduction

1.1 Problem definition

Anaerobic digestion (AD) has allowed transforming organic wastes into a form of renewable energy using a low-cost process in an economically profitable way while keeping stable the CO₂ balance in the atmosphere. Consequently, in the last years, it has risen the interest in increasing the performance and efficiency of the process. (Pagés-Díaz et al., 2018; Esposito et al., 2012). Nevertheless, the current amendment to the Renewable Energies Act means that the biogas sector is once again facing the challenge of operating in an economically viable manner despite the cuts in remuneration (Schiemenz and Eichler-Löbermann, 2010; German Government, 2017).

In Germany, the current percentage of renewable power was 46 % in 2019. Biogas plants are an important unit in the renewable energy supply as they can bridge short-term variations in the wind or solar power supply and they supply up to 8.5 % of the total energy demand in Germany (Cramer et al., 2019; Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2021).

AD is considered to be one of the most favorable processes for biofuel production from residual biomass. AD technologies can be categorized into three main classes based on the total solids (TS) content of the substrate: wet AD with TS <

15 %; dry AD with TS < 25 %; and solid-state AD operated with a TS content of up to 40 % (Rabii et al., 2019).

Conventional biogas technology does not take full advantage of the existing capacity in the biogas plants, namely when treating similarly substrates with very different solid content. As the detention time of microorganisms (sludge retention time, SRT) is equal to the hydraulic retention time (HRT) the treatment lower concentrated substrates with high flow would lead to uneconomic high reactor volumes. For those substrates the integration so called “high-rate reactors”, decoupling HRT and SRT, into the conventional AD process describes a solution for many challenges. High-rate reactors are very common in industrial wastewater treatment and even for domestic wastewater in hot climates (Khanal, 2008; Sperling, 2007). The proposed process is shown in fig. 1.

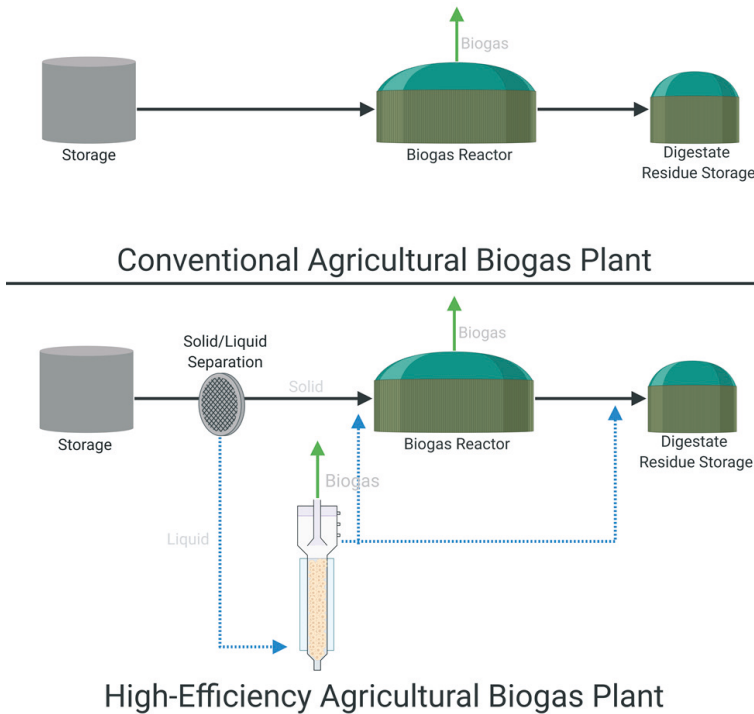


Fig. 1: Representation of a conventional biogas plant and a high-performance biogas plant

A separation step divides the solid and liquid fractions of the substrates where the TS content of the liquid fraction is reduced to less than 8 %tw. The liquid fraction is treated in an expandable granular sludge bed (EGSB) reactor and its output is either mixed and processed together with the previously separated solid phase to provide enough water to be treated by the conventional AD technology, or its output goes directly to the posttreatment step (Christof Wetter et al., 2017).

This research aims to increase the efficiency of the process by integrating an EGSB reactor in conventional AD technology whereby the investment costs are kept low and efficiency is increased, thereby increasing the overall economic efficiency of the anaerobic digestion process.

1.2 Goal setting

The research comprises five steps and three research scales, laboratory, semi-technical, and pilot plant. The methodology proposed includes co-digestion and innovative reactor technology as the ways to increase the overall efficiencies of the AD plant. The general methodology can be summarized in the following logical steps:

1. Batch experiments to determine possible optimal mixtures to co-digest in an EGSB reactor.
2. Continuous experiments in the EGSB reactor to select the optimal operating conditions in the semi-technical scale.
3. Scale-up of the EGSB reactor and validation of the results at a semi-technical scale.
4. Simulation of the high-efficiency agricultural biogas plant at full scale.
5. Economical analysis of the integration.

The methodology was designed to accomplish a gradual scale-up of the EGSB reactor while optimizing some of the variables relative to the full-scale operation in each of the steps. A road map designed to accomplish a model of the full-scale plant based on the previous stages is shown in fig. 2. The road map is based on the work of Yu and Wensel; Xie et al. (2013; 2016). Each step is managed according to the state of the art. The results were evaluated using mass and energy balance.

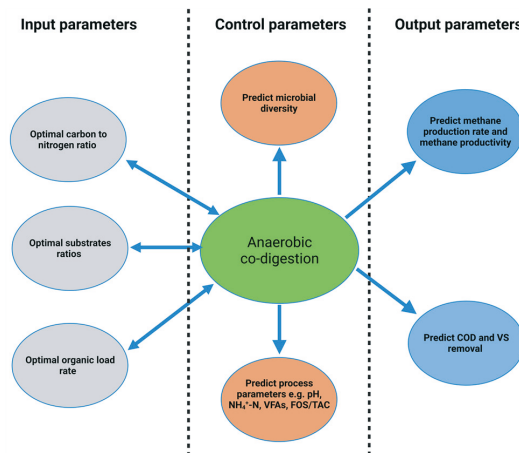


Fig. 2: Road map of the full-scale biogas plant model

Therefore, this thesis aims to achieve the highest bio-methane production rate while the maximal possible chemical oxygen demand (COD) removal is accomplished.

2 Materials and Methods

Here, only the method and results of the total procedure (Batch experiments to determine possible optimal mixtures to co-digest in an EGSB reactor) is presented. The subsequent EGSB experiments and the model setup are still ongoing

2.1 Batch experiments procedure

The procedure followed is very similar to the one described in Regalado et al. (2021) where:

1. All batch-test were carried out according to Association of German Engineers (2016).
2. The valid substrate curves were fitted to three different models first-order (Angelidaki et al., 2009), first-order two-steps (Brulé et al., 2014), and Modified Gompertz model (Pagés-Díaz et al., 2014) and compared by the square root mean square error (RMSE).
3. The mixtures were characterized by co-digestion effectiveness metrics on biomethane potential (BMP) and kinetics. Additionally, in this work, all tests were compared using principal components analysis (PCA) to determine if existed statistically significant differences among them.
4. Finally, all valid tests and their replicates were added to a simplex-centroid mixture design to perform a mixture design analysis and optimization.

However, this study constitutes an expansion of the aforementioned study, since two additional substrates sugar beets (SBT) and glycerin (Gly) are employed. Thus 36 different substrates combinations are digested, each sample had two replicates, summing up a total of 108 experimental points. The information about the substrates is shown in Table 1.

Tab. 1: Characterization of the liquid fraction of the substrates.

Variable	Piglet Manure	Cow Manure	Starch Wastewater	Sugar Beets
DM/FM (wt%)	1.80	5.30	1.70	15.17
VS/DM (wt%)	58.33	69.81	82.35	90.01
VS/FM (wt%)	1.05	3.70	1.40	13.65
Crude protein/FM (wt%)	0.80	2.60	0.40	1.1
Crude fat/FM (wt%)	0.25	0.30	0.20	0.1
Crude fiber/FM (wt%)	0.00	0.00	0.00	0.00
Free nitrogen extracts/FM (wt%)	0.00	0.80	0.80	11.00
ash/FM (wt%)	0.75	1.60	0.30	1.50
Total nitrogen/FM (wt%)	0.36	0.36	0.07	0.19
Ammonium nitrogen/FM (wt%)	0.29	0.19	0.01	0.02

DM: dry matter; VS: volatile solids; FM: fresh matter

3 Results and analysis

3.1 Batch-test results

The average methane yields with their corresponded standard deviation are represented in Fig. 3 as before. The error bars were neither plotted for pure glycerin and its mixture with SBT since two runs had to be eliminated from the study. In the rest of the cases, the errors are rather small.

Furthermore, the values of methane yield on FM basis are noticeably smaller than the ones on VS basis, due to the small values of VS in the liquid fraction of the substrates.

The values of both yields for Gly are very similar to each other. This happened due to the high level of purity of the glycerine (98 %); the same explanation is valid for the mixtures that included glycerin. However, a higher yield does not necessarily mean the best use of the substrates, since factors like the rate of degradation, bio-degradability, and the level of intensity of the interaction among the substrates within the mixture play an important role (Astals et al., 2014; Pagés-Díaz et al., 2014; Regalado et al., 2021).

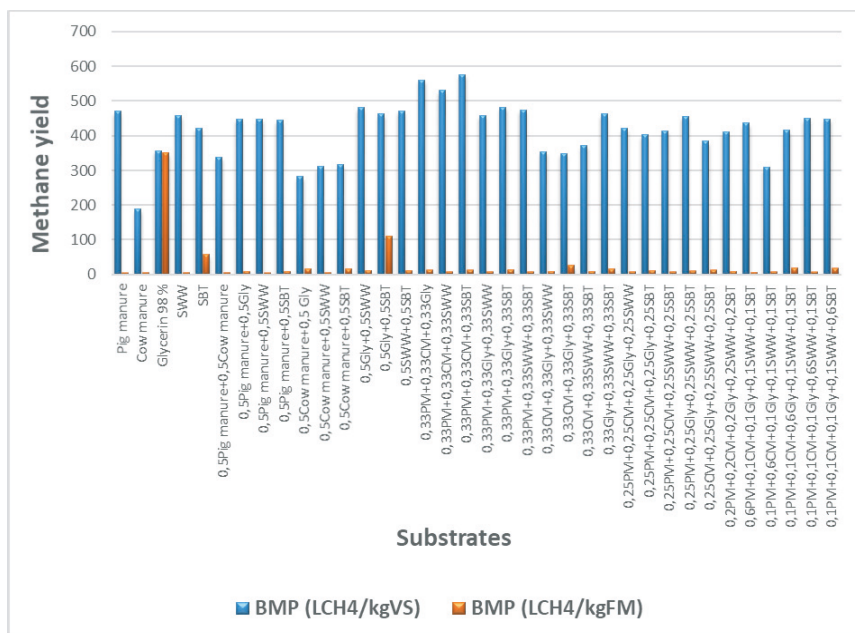


Fig. 3: Average methane yields of all samples
 VS: volatile solids; FM: fresh matter; BMP: biometane potential

To compare all mixtures at once principal component analysis (PCA) was used. Results are shown in Figure 4. This technique graphically detects clusters of data that behave similarly by creating new variables that maximize the variance formed by the linear combinations of the original variables while retaining the most important information (L.E. López de la Maza et al., 2019; Jolliffe and Cadima, 2016). Thus, the points in the score plot are a linear combination of the variables: methane yield (BMP), methane production rate (R_{\max}), co-digestion index (CI), and kinetic index (KI) defined by Regalado et al. (2021). The three main clusters are circled, and they can be classified as non-significant interaction (non-circle data), significant positive interaction (red circle), and significant negative interaction (blue circle).

The significant positive interaction group was composed of PM+CWM and any third substrate provided a meaningful bust. However, the double mixture of only PM+CWM belonged to the negative significant group. This effect was probably because of the buffer capacity provided by the manure allowed a higher biodegradability of the carbohydrates or fats involved in the co-digestion (Astals et al., 2014). The other two mixtures found within the significant negative interaction group were SWW+SBT and CWM+SWW+SBT. SWW+SBT is comprised of mostly carbohydrates, thus nutrients imbalance was very likely. A similar explanation was found for the triple mixture since the impact of adding CWM to the mixture did not produce a significant improvement. The results are represented in Figure 4.

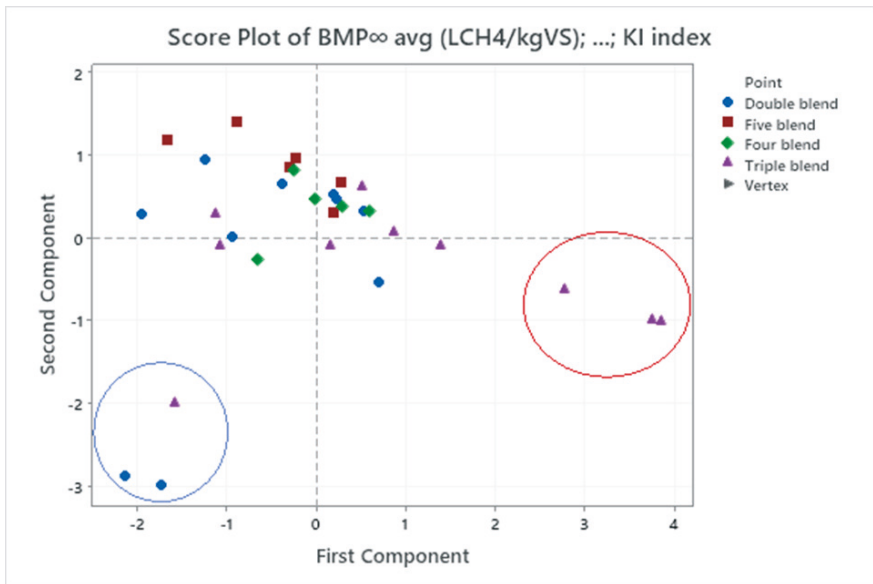


Fig. 4: Principal components analysis of the mixtures' data

3.2 Mixture design analysis

The PCA identified that the best possible mixtures were triple mixtures of PM+CWM and a third busting substrate. However, Gly was taken out of the study since its single degradation did not reach the validation criteria exposed by Holiger et al; Association of German Engineers (2016; 2016). Thus, the mixture design analysis with the four substrates PM, CWM, SWW, and SBT was split into two experimental designs of three substrates, the first: PM+CWM+SWW, and the second PM+CWM+SBT. The results of the first subgroup were published by Regalado et al. (2021), the graphical results are shown in Figure 5. The red coloring indicates the most powerful interaction, while blue indicates the least powerful interaction. Figure 5c resulted from the superposition of Figure 5a, b. The rate (Figure 5b) had its maximal values in the region close to the center point of the mixture design. The model predicted a zone of higher rates compared to the center point of the mixture design because it was near the exterior border of the optimal rate region.

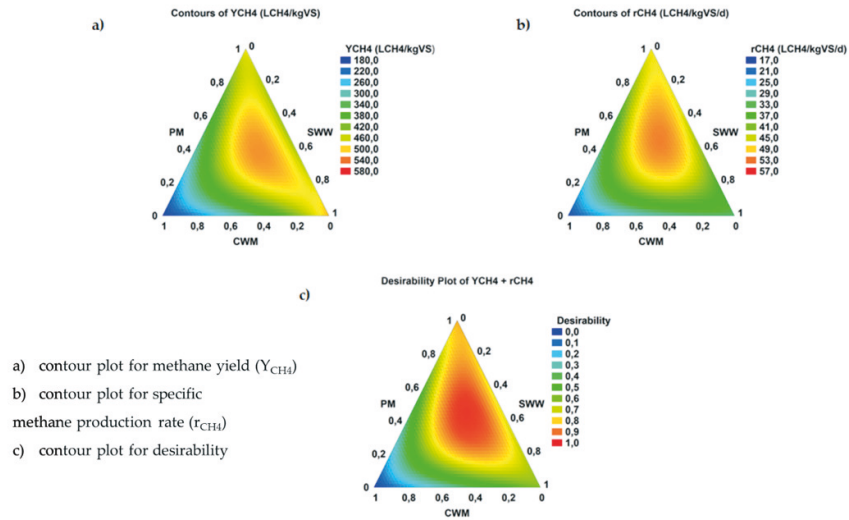


Fig. 5: Contour plots of the optimal region for piglet manure (PM), cow manure (CWM), and starch wastewater (SWW) (Regalado et al., 2021).

For the second subgroup, the same procedure was followed. The composition of the optimal mixture found is represented in Table 2.

Tab. 2: Mixtures selected by the optimization

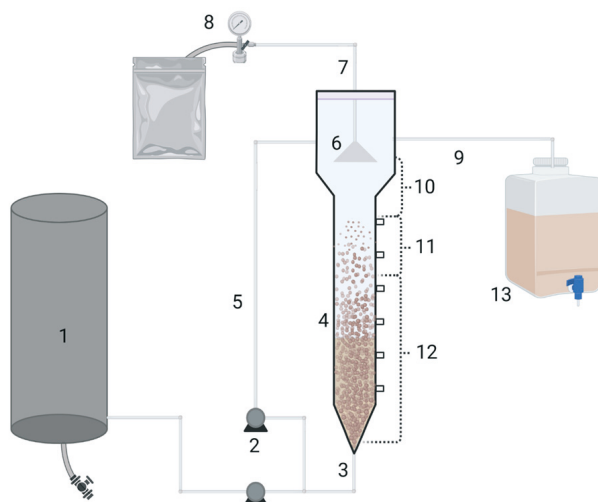
No.	PM	CWM	SWW	SBT	Methane Yield (L_{CH_4}/kg_{VS})	Specific Methane Production Rate (L_{CH_4}/kg_{VS})	Desirability
1	0.53	0.20	0.27	0	513.07	51.93	0.91
2	0.40	0.31	0.29	0	513.03	51.29	0.89
3	0.40	0.14	0.46	0	513.05	50.16	0.86
1	0.57	0.17	0.00	0.26	530.76	47.89	0.89
2	0.4	0.24	0.00	0.36	549.05	46.77	0.86
3	0.57	0.16	0.00	0.27	500.08	45.69	0.83

PM: Piglet Manure; CWM: Cow Manure; SWW: Starch Wastewater; SBT: sugar beets

The mixtures were subsequently successfully validated by the means of batch tests. The relative errors in the rate of degradation were equal to or smaller than 10 %, being the validated mixtures faster degraded than the ones employed in the experiment. However, the relative errors in methane yield were up to 30 %, but this was still considered valid for a high variation process like anaerobic digestion.

4 Current status of the project

The mixtures are currently treated in three different EGSB reactors, each one of 30 L volume and operated continuously. The experiment was designed to experimental determine the optimal organic loading rates and the optimal carbon to nitrogen ratio while determining if the co-digestion of the mixtures is feasible in continuous operation mode. The set-up of every reactor is shown in Figure 6.



(1) Feed tank, (2) Peristaltic pump, (3) Influent, (4) Bioreactor, (5) Recirculation, (6) Bell of separation, (7) Biogas outlet, (8) Gas flow-meter, (9) Effluent, (10) Three-phase separator zone or Settling zone, (11) Transition zone, (12) Digestion zone.

Fig. 6: The schematic diagram of the reactor set-up.

The reactors are operated at five different hydraulic retention times, according to Table 3. The experiment is close to end and the results will be analyzed as part of a future study.

Table 3. Hydraulic retention times at which the reactors are operated

Hydraulic retention time (d)	Status
15	Completed
10	Completed
7	Completed
5	In progress
3	Not run yet

5 Next steps

The results of a partial optimization at the semi-technical scale with the EGSB reactors of 30 L volume are going to be reproduced at a pilot-plant scale in a 500 L EGSB reactor in Saerbeck Bioenergy Park. Afterwards, the results of the experiments with the EGSB 500 L reactor are going to be used to simulate its integration on the High Efficiency Agricultural Biogas Plant shown in fig. 1.

6 Conclusions

Conventional agricultural biogas plants are lacking the flexibility to treat low TS content substrates. This problem can be solved by integrating high-rate reactors from the wastewater treatment industry into these plants. The designed strategy starts with the optimization of the substrates fed to the reactors. This first stage has been accomplished, now the results of the optimization are being transferred to the continuous semi-technical scale.

References

- Angelidaki, I., Alves, M., Bolzonella, D., Borzacconi, L., Campos, J.L., Guwy, A.J., Kalyuzhnyi, S., Jenicek, P. and van Lier, J.B. (2009), "Defining the biomethane potential (BMP) of solid organic wastes and energy crops: a proposed protocol for batch assays", *Water Science and Technology*, Vol. 59 No. 5, pp. 927-934.
- Association of German Engineers (Verein Deutscher Ingenieure) (2016), *Fermentation of organic materials - Characterisation of the substrate, sampling, collection of material data, fermentation tests: VDI 4630*, Düsseldorf.
- Astals, S., Batstone, D.J., Mata-Alvarez, J. and Jensen, P.D. (2014), "Identification of synergistic impacts during anaerobic co-digestion of organic wastes", *Biore-source technology*, Vol. 169, pp. 421-427.
- Brulé, M., Oechsner, H. and 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*, Vol. 37 No. 9, pp. 1759-1770.
- Cramer, M., Rinas, M., Kotzbauer, U. and Tränckner, J. (2019), "Surface contamination of impervious areas on biogas plants and conclusions for an improved stormwater management", *Journal of Cleaner Production*, Vol. 217, pp. 1-11.
- Esposito, G., Frunzo, L., Giordano, A., Liotta, F., Panico, A. and Pirozzi, F. (2012), "Anaerobic co-digestion of organic wastes", *Reviews in Environmental Science and Bio/Technology*, Vol. 11 No. 4, pp. 325-341.
- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (2021), "Pie Charts Electricity Generation | Energy-Charts", available at: https://energy-charts.info/charts/energy_pie/chart.html?l=en&c=DE&year=2019&interval=year&source=public&download-format=image/jpeg (accessed 20 May 2021).
- German Government (2017), *Renewable Energy Sources Act: EEG*.

- Holliger, C., Alves, M., Andrade, D., Angelidaki, I., Astals, S., Baier, U., Bougrier, C., Buffière, P., Carballa, M., Wilde, V. de, Ebertseder, F., Fernández, B., Ficara, E., Fotidis, I., Frigon, J.-C., Lacos, H.F. de, Ghasimi, D.S.M., Hack, G., Hartel, M., Heerenklage, J., Horvath, I.S., Jenicek, P., Koch, K., Krautwald, J., Lizasoain, J., Liu, J., Mosberger, L., Nistor, M., Oechsner, H., Oliveira, J.V., Paterson, M., Pauss, A., Pommier, S., Porqueddu, I., Raposo, F., Ribeiro, T., Rüsche Pfund, F., Strömberg, S., Torrijos, M., van Eekert, M., van Lier, J., Wedwitschka, H. and Wierinck, I. (2016), "Towards a standardization of biomethane potential tests", *Water Science and Technology*, Vol. 74 No. 11, pp. 2515-2522.
- Jolliffe, I.T. and Cadima, J. (2016), "Principal component analysis: a review and recent developments", *Philosophical transactions. Series A, Mathematical, physical, and engineering sciences*, Vol. 374 No. 2065, p. 20150202.
- Khanal, S.K. (2008), *Anaerobic biotechnology for bioenergy production: Principles and applications*, Wiley-Blackwell, Ames Iowa.
- L.E. López de la Maza, L. Zumalacárregui de Cárdenas and O. Pérez Ones (2019), "Análisis de componentes principales aplicado a la fermentación alcohólica", *Revista Científica de la UCSA*, Vol. 6 No. 2, pp. 11-19.
- Pagés-Díaz, J., Pereda-Reyes, I., Sanz, J.L., Lundin, M., Taherzadeh, M.J. and Horváth, I.S. (2018), "A comparison of process performance during the anaerobic mono- and co-digestion of slaughterhouse waste through different operational modes", *Journal of environmental sciences (China)*, Vol. 64, pp. 149-156.
- Pagés-Díaz, J., Pereda-Reyes, I., Taherzadeh, M.J., Sárvári-Horváth, I. and Lundin, M. (2014), "Anaerobic co-digestion of solid slaughterhouse wastes with agro-residues: Synergistic and antagonistic interactions determined in batch digestion assays", *Chemical Engineering Journal*, Vol. 245, pp. 89-98.
- Rabii, A., Aldin, S., Dahman, Y. and Elbeshbishy, E. (2019), "A Review on Anaerobic Co-Digestion with a Focus on the Microbial Populations and the Effect of Multi-Stage Digester Configuration", *Energies*, Vol. 12 No. 6, p. 1106.
- Regalado, R.E.H., Weide, T., Baumkötter, D., Wettwer, L., Häner, J., Brüggling, E. and Tränckner, J. (2021), "Optimization and Analysis of Liquid Anaerobic Co-Digestion of Agro-Industrial Wastes via Mixture Design", *Processes*, Vol. 9 No. 5, p. 877.
- Schiemenz, K. and Eichler-Löbermann, B. (2010), "Biomass ashes and their phosphorus fertilizing effect on different crops", *Nutrient Cycling in Agroecosystems*, Vol. 87 No. 3, pp. 471-482.
- Sperling, M. von (2007), *Basic principles of wastewater treatment*, IWA Publishing.
- Xie, S., Hai, F.I., Zhan, X., Guo, W., Ngo, H.H., Price, W.E. and Nghiem, L.D. (2016), "Anaerobic co-digestion: A critical review of mathematical modelling for performance optimization", *Bioresource technology*, Vol. 222, pp. 498-512.
- Yu, L. and Wensel, P.C. (2013), "Mathematical Modeling in Anaerobic Digestion (AD)", *Journal of Bioremediation & Biodegradation*, s4.

Kontakt

Roberto Eloy Hernández Regalado^{1,2,3}

*Tobias Weide^{2,3}, Dr. Daniel Baumkötter^{2,3}, Lukas Wettwer^{2,3}, Jurek Häner^{2,3}
Dr. Elmar Brüggling^{2,3}, Prof. Dr. Jens Tränckner¹, Prof. Dr. Christof Wetter^{2,3}*

¹ Faculty of Agriculture and Environmental Sciences, University of Rostock,
Justus-von-Liebig-Weg 6,

18059 Rostock, Germany; jens.traenckner@uni-rostock.de

² Faculty of Energy·Building Services·Environmental Engineering, Münster
University of Applied Sciences, Stegerwaldstr. 39, 48565 Steinfurt, Germany;
tobias.weide@fh-muenster.de (T.W.);

³ Institute for Resources, Energy, and Infrastructure, Münster University of
Applied Sciences, Stegerwaldstr. 39, 48565 Steinfurt, Germany

✉ roberto.hernandez@fh-muenster.de | ☎ +49-15901474299

Verwertung von Reststoffen aus der Aquakultur mit Schwerpunkt der anaeroben Vergärung von Schlämmen aus der Prozesswasseraufbereitung

Zusammenfassung: Die vorgestellte Arbeit untersucht die Eignung anfallender Reststoffe aus Warmwasserkreislaufanlagen (Prozessschlämme & Schlachtabfälle) und potentiell angegliederter Pflanzenproduktion (Ganzpflanzen, Schnittreste) für eine sinnvolle energetische oder stoffliche Verwertung. Dazu wurden u.a. Batch- und semikontinuierliche Biogastests durchgeführt, welche hier vorgestellt werden. Im Batch-Verfahren wurde Sedimentschlamm aus einer Anlage zur Produktion von Afrikanischen Welsen (*Clarias gariepinus*) und Pflanzenreststoffe (Gurken-, Paprika- und Tomatenpflanzen) eingesetzt. Der Methanertrag belief sich auf 229 l(N)/kg oTM im Schlamm und 173-184 l(N)/kg oTM in den pflanzlichen Substraten. Im CSTR-Betrieb (Rührkessel) konnten mit Schlamm-Monovergärung 265 l(N)/kg oTM erzielt werden. Eine daran anschließende Co-Vergärung mit 25 % Gurkenpflanzenresten (Bezug oTM) erhöhte diesen Wert auf 381 l(N)CH₄/kg oTM. Kritisch beim Einsatz von Aquakulturschlämmen zur Biogasproduktion ist der verhältnismäßig geringe TM-Gehalt, als auch das ungünstige C/N Verhältnis, während die niedrige Energiedichte und der mitunter hohe Schwefelgehalt in den untersuchten pflanzlichen Substraten problematisch war. Durch eine Substratkombination, lässt sich diesen Schwachpunkten begrenzt entgegenwirken. Werden in Zukunft praxistauglichere Methoden zur Feststoffabscheidung, Entnahme und Aufkonzentration in Aquakulturbetrieben gefunden, ist eine sinnvolle energetische Verwendung von Aquakulturschlamm in Biogasanlagen durchaus realistisch.

Abstract: The presented work examines the suitability of residual materials from warm water RAS "recirculating aquaculture systems" (process sludge & slaughterhouse waste) and potentially associated plant production (whole plants, cut residues) for rational energetic or material use. For this purpose, batch and semi-continuous biogas tests were carried out, which are presented here. In the batch process, sediment sludge from a facility producing African catfish (*Clarias gariepinus*) and plant residues (cucumber, paprika and tomato plants) were used. The methane yield was 229 L(N) / kg VS in the sludge and 173-184 L(N) / kg VS in the plant substrates. With the CSTR (continuous stirred tank reactor) operation, 265 L(N) / kg ODM were achieved with sludge mono-fermentation. A subsequent co-fermentation with 25% cucumber residues (based on VS) increased this value to 381 L(N)CH₄/kg VS. When using aquaculture sludge for biogas production, the relatively low DM content and the unfavorable C / N ratio are critical, while the low energy density and the sometimes high sulfur content in the plant substrates examined were problematic. These weak points can be counteracted to a limited extent by a combination of substrates. If more practical methods for solids separation, extraction and concentration are found in aquaculture operations in the future, a sensible energetic use of aquaculture sludge in biogas plants is quite realistic.

1 Einleitung

Die Biogasbranche steht momentan am Wendepunkt: für die ersten Anlagen läuft der erste 20-jährige Vergütungszeitraum aus und der wirtschaftliche Weiterbetrieb, auch mit einer Verlängerung einer 10-jährigen (reduzierten) EEG-Vergütung ist vielfach nicht darstellbar. Laufend steigende Anforderungen an den Betrieb verschärfen die Situation. Aquakulturanlagen mit wärmebedürftigen Arten sind fast immer an Biogasanlagen gekoppelt. Dies bietet verschiedene Synergien: der Biogasanlagenbetreiber kann den KWK-Bonus für die Wärmenutzung ausschöpfen bzw. Wärme verkaufen, die Aquakulturanlage kann günstige Wärme beziehen, durch die Verwertung der Aquakulturschlämme in der Biogasanlage und/oder als organischer Dünger zur Pflanzenproduktion werden Stoffkreisläufe geschlossen. Der volumetrische und energetische Anteil der Aquakulturschlämme am Gesamtinput üblicher Biogasanlagen ist allerdings sehr gering.

Die landbasierte Kreislaufaquakultur kann weltweit zur nachhaltigen Versorgung der Bevölkerung mit Fisch beitragen und der Überfischung der Weltmeere entgegenwirken. Gleichzeitig muss zu einem konkurrenzfähigen Preis produziert werden. Der Wärmebedarf einer Aquakulturanlage ist dabei ein wichtiges Kostenelement. Der Wegfall der günstigen Wärmeversorgung und der Verwertungsweg über die Biogasanlage würden sich negativ auswirken. Gleichzeitig bieten verschiedene Reststoffströme der Aquakultur ein interessantes energetisches und stoffliches Potenzial.

Im Rahmen des aus Mitteln des Europäischer Meeres- und Fischereifonds (EMFF) und des Landes Mecklenburg-Vorpommern geförderten Projektes „Leistungssteigerung und optimiertes Prozesswassermanagement bei der (integrierten) Produktion des Afrikanischen Raubwelses (*Clarias gariepinus*) in Mecklenburg-Vorpommern“ wird die Nutzung und Verwertung von Aquakultur-Reststoffen untersucht. Schwerpunkt des von der Professur zu bearbeitenden Arbeitspaketes ist die Verwertung von Reststoffen aus der Aquakultur wie Sedimente aus der Prozesswasseraufbereitung (Schlämme) mittels anaerober und aerober Verfahren.

Aktuell ist der überwiegende Teil der Aquakulturanlagen, welche Afrikanische Welse produzieren, an Biogasanlagen gekoppelt und nutzen deren BHKW-Abwärme. Die Sedimente aus der Prozesswasseraufbereitung werden z.T. in den BGA verwertet, meist aber in offenen Lagunen gesammelt und in der Feldberegnung eingesetzt. Aus der aktuell realisierten, meist diskontinuierlichen manuellen Reinigung der Sedimente, resultieren Schlämme mit einem sehr hohen Wassergehalt. Im Rahmen des Projektes werden in Praxisbetrieben kontinuierlich arbeitende Aggregate getestet, die sowohl eine kontinuierliche Abscheidung, als auch höhere Trockenmassegehalte versprechen. In landbasierten Aquakulturanlagen in Norwegen werden bspw. Trockenmassegehalte bis zu knapp 13 % erreicht (Brod et al. 2017, Gebauer et al. 2006).

Im vorgestellten Teilprojekt sollte untersucht werden, inwieweit die Verwertung dieser Schlämme möglich ist, um vom enthaltenen Energiegehalt zu profitieren oder andere Verwertungen für hochwertige Produkte zu entwickeln. Eine künftige Variante der Aquakultur ist die Verknüpfung mit gartenbaulicher Produktion, der Aquaponik. Auch hier fallen Reststoffe an, die in die Untersuchungen einbezogen wurden. Im Beitrag werden Ergebnisse von Batch- und semikontinuierlichen Biogasversuchen vorgestellt und diskutiert.

Untersuchungen zur Nutzung von Aquakulturschlämmen wurden in einigen wissenschaftlichen Veröffentlichungen dokumentiert. Vornehmlich wurden hier aber Kaltwasserschlämme aus der Salmonidenproduktion, insbesondere Lachs, untersucht (Lanari & Franci, 1998, Gebauer, 2004, Gebauer & Eikkebroek, 2006) und/oder solche Schlämme aus Brack-/Salzwasseranlagen (Mirzoyan & Gross 2013, Borso et al., 2020, Luo et al., 2015). Zu Projektbeginn waren Untersuchungen zum Afrikanischen Wels als Warm- und Süßwasserart allerdings unterrepräsentiert (Goddek et al. 2018, Strauch et al. 2018).

In Untersuchungen von Aquakulturschlämmen wird als Biogas-Fermenter-/Reaktortyp meist ein UASB-, Festbettreaktor oder eine Abwandlung verwendet (u.a. Delaide et al. 2019). Diese Reaktortypen sind besonders geeignet für feststoffarme Substrate wie Aquakulturschlämme. Sie werden auch im Bereich der Abwasserbehandlung eingesetzt. Es wird berichtet, dass mit der UASB-Technologie ca. 12 % des Energiebedarfs einer Aquakulturanlage (RAS) gedeckt werden können (Goddek et al. 2018). Mirzoyan & Gross (2013) gehen dagegen von einer Deckung von 2 bis 4 % des Bedarfs aus. Der Biogas- bzw. Methanertrag von Aquakulturschlamm ist bezogen auf den Volumeneintrag, verglichen mit konventionellen Biogassubstraten, eher gering. Die Co-Vergärung mit feststoffreichen Substraten ist nur mit sehr hohem technischen Aufwand möglich. Denkbar wären vorgeschaltete Hydrolyse und Abtrennverfahren. Deshalb sollte geprüft werden, inwieweit die weit verbreitete Technologie des CSTR-Reaktortyps für Aquakulturschlämme nutzbar ist. Zur Ermittlung von Grund- und Vergleichsdaten wurden auch Batchversuche durchgeführt.

2 Material und Methoden

Nachfolgend werden die verwendeten Versuchsmethoden Batch und CSTR erläutert. Im Anschluss daran werden die untersuchten Substrate und das Versuchsdesign vorgestellt. Die Biogasversuche wurden im Technikum der Professur Abfall- und Stoffstromwirtschaft im Zeitraum November 2019 bis Dezember 2020 durchgeführt.

2.1 Beschreibung des Batchversuchs

Für die Batchversuche wurde als Inokulum Faulschlamm aus der Zentralen Kläranlage in Rostock verwendet, welches ein breites Spektrum an biogasbildenden Mikroorganismen aufweist. Je Batchfermenter (Nennvolumen 32,7 l) wurde

die jeweilige Probe so mit dem Impfschlamm versetzt, dass ein Verhältnis von ca. 0,3 kg oTM(S)/kg oTM(I) erreicht wurde. Der Kopfraum wurde vor Versuchsbeginn mit Stickstoff gespült, um die Beeinflussung durch Sauerstoff zu minimieren. Der Versuch lief in 3-facher Wiederholung. Zur Kontrolle bzw. Referenz wurde reiner Impfschlamm und Zellulose mitgeführt. Der Biogasversuch lief unter mesophilen Bedingungen (Temperatur 38 °C) wobei die Reaktoren in einer Wärmekammer (Abb. 1) auf Temperatur gehalten und die Suspension regelmäßig mittels Magnetrührer homogenisiert wurde. Das gebildete Biogas wurde in Biogasbeuteln bis zur manuellen Messung mittels Gasanalysator Visit 03 (Messtechnik EHEIM GmbH, Schwaigern, Deutschland) gesammelt (Abb. 2). Zu Versuchsbeginn wurde die gebildete Biogasmenge und -zusammensetzung täglich und mit abnehmender Biogasbildungsrate nach Bedarf gemessen.



Abb. 1: Batchversuchsstand in der Wärmekammer

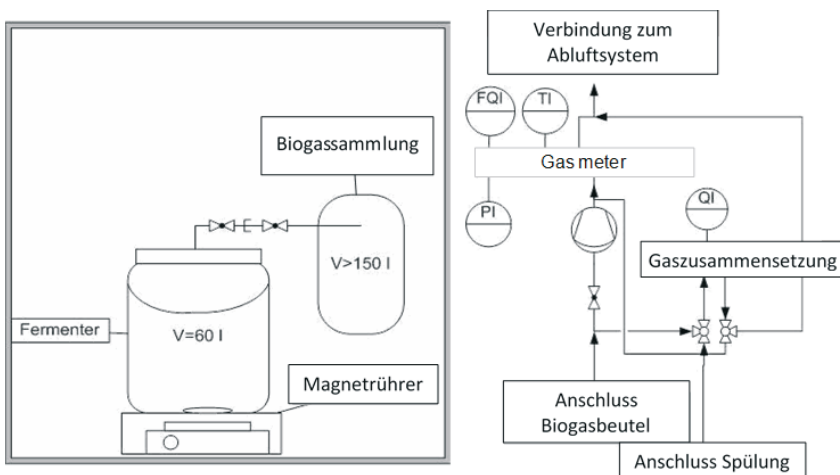


Abb. 2: (li.) Batch-Versuchsaufbau (re.) Aufbau der Biogasmessstation

2.2 Beschreibung des CSTR-Versuchs

Es wurden semikontinuierlich betriebene Laborfermenter mit einem Arbeitsvolumen von jeweils 20 l verwendet. Das Füllvolumen betrug 10 l. Die Einzelfermenter verfügen über ein Rührwerk mit variabler Drehzahl und einstellbaren Rührintervallen. Die Fütterung erfolgte manuell. Die Entnahme der Gärreste ermöglicht ein Kugelventil am Boden der Fermenter.

Versuchsaufbau und Durchführung wurden in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 4630 angepasst. Jeweils vier Fermenter sind zu einer Gruppe im gemeinsamen Wärmeraum zusammengefasst. Abb. 3 zeigt den schematischen Aufbau eines Fermenters.

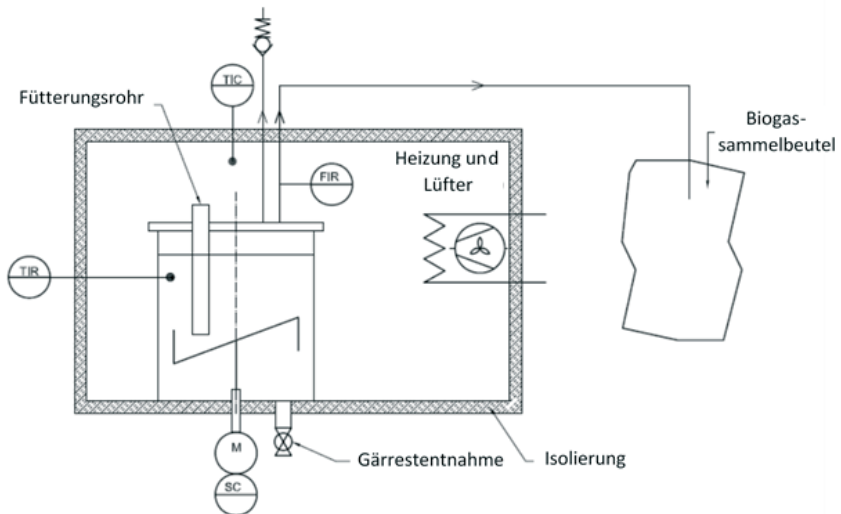


Abb. 3: CSTR-Versuchsaufbau

Als Inokulum wurde Fermenterinhalt einer landwirtschaftlichen Biogasanlage eingesetzt, welche neben Rindergülle und Silomais im geringen Maße auch Prozesswasser einer benachbarten Aquakulturanlage einsetzt. Das Frischmasse-Verhältnis von Inokulum zu Aquakulturschlamm betrug 4:1, wobei das Inokulum einen oTM-Gehalt i.d. FM von 7,7 %, der AQ-Schlamm von 3,2 % aufwies. Der Kopfraum wurde vor Versuchsbeginn mit Stickstoff gespült, um die Beeinflussung durch Sauerstoff zu minimieren. Die erste Fütterung erfolgte nach einer thermalen Anpassungsphase der Biozönose am dritten Tag nach der Befüllung mit jeweils 10 g oTM Silomais und AQ-Schlamm. Die reguläre Fütterung begann nach fünf weiteren Tagen am Montag (siehe Tab. 2).

Die Versuche liefen von Juni bis November 2020 in 4-facher Wiederholung (parallel). Die Fermenter waren dabei einer Gruppe zugeordnet, welche zusammen mittels Lufterwärmung auf ein mesophiles Niveau (38 °C) temper-

riert wurden. Automatisch erfasst wurden die Messgrößen Luftdruck und Temperatur und Gasbildung. Die Gasbildung wurde mittels Trommelgaszähler (TG 0.5) gemessen und der Biogasertrag kontinuierlich mit der Datenerfassungssoftware RIGAMO (Dr.-Ing. RITTER Apparatebau GmbH & Co. KG, Bochum, Deutschland) aufgezeichnet. CH_4 -, CO_2 -, H_2S - und O_2 -Gehalte wurden dreimal wöchentlich (Mo, Mi, Fr) im Kopfraum mit einem Gasanalysator Visit 03 (Messtechnik EHEIM GmbH, Schwaigern, Deutschland) gemessen. Die Komponenten Methan und Kohlendioxid wurden mittels Infrarotspektrometrie gemessen, für Schwefelwasserstoff und Sauerstoff wurden elektrochemische Sensoren verwendet. Einmal wöchentlich wurde der Füllstand korrigiert und im Gärrest die in Tab. 1 aufgeführten Parameter gemessen bzw. analytisch ermittelt. Durch die vorgeschaltete intensive Durchmischung repräsentieren die Eigenschaften des Gärrestes den des Fermenterinhalt.

Tab. 1: Gemessene bzw. analysierte Parameter im CSTR-Versuch

Probenahme	Häufigkeit	Gemessen bzw. analysiert
Gas im Kopfraum	3 x wöchentl.	Temperatur °C, CH_4 , CO_2 , H_2S , O_2 (%)
Gärrest / Fermenterinhalt	1x wöchentl.	FOS/TAC, pH, eC ($\mu\text{S}/\text{cm}$), TM, oTM, Asche (%)
Gärrest / Fermenterinhalt	alle zwei Wochen	XF, NDF, ADF, ADL (in % TM) TOC, TC (mg/kg), CSB ($\text{O}_2\text{ g/l}$), $\text{NH}_4\text{-N}$, $\text{NO}_3\text{-N}$, $\text{PO}_4\text{-P}$, K (mg/l), C/N/S (% i.d. TM), Essigsäure, Propionsäure, Buttersäure, iso-Valeriansäure, Valeriansäure, Capronsäure (ng/ μl)

Zur Bestimmung der Fasergehalte (Acidic Detergent Fibre (ADF), Neutral Detergent Fibre (NDF), Acid Detergent Lignin (ADL) sowie Rohfaser (XF)) wurde ein Gerhard Fibretherm FT 12 mit der Faserfraktionierung nach van Soest und der Weender Futtermittelanalyse eingesetzt. Zur Bestimmung organischer Säuren wurde ein Gaschromatograph mit Flammenionisationsdetektor (GC/FID) genutzt. Das Verhältnis flüchtiger organischer Säuren und dem Reaktorpuffervermögen bezogen auf Calciumcarbonat (FOS/TAC) wurde mittels Hach TitraLab AT1000 bestimmt. Die umweltrelevanten Grundparameter in wässrigen Lösungen hier aus Filtrat bzw. Zentrifugat wurden mittels Spektralphotometer gemessen. Die organische Trockenmasse wurde mittels Muffelofen bei 550 °C ermittelt. Die CNS Analyse wurde mittels Elementaranalysator durchgeführt.

Die einzelnen Fermenter wurden bezogen auf Fütterung, Temperatur und Rührintervall (48/d) gleichbehandelt. Eine angepasste, verteilte Fütterung wurde entsprechend der Empfehlung in Lincke und Schwarz (2013) gewählt, wonach am Montag 160 %, Dienstag und Mittwoch jeweils 80 %, sowie Donnerstag und Freitag jeweils 90 % der mittleren Fütterungsmenge zugeführt wird. Die wöchentliche Fütterung betrug 100 g oTM, die tägliche 20 g oTM pro Arbeitswochentag. Es ergibt sich daraus eine Raumbelastung von 0,2 kg oTM/(m³ d). Über den gesamten Versuchsverlauf wurde diese Menge und die Verteilung beibehalten.

Tab. 2: Versuchsphasen bzw. Fütterungsregimes im CSTR-Versuch

Versuchs- woche		2./3.	4./5.	6./7.	8.	9.-12.	13./14.	15.-17.	18./19.	20.-22.	Ab 23.
AQ-Schlamm	g oTM/d	10	12,5	15	17,5	20	17,5	15	15	15	15
Silomais	g oTM/d	10	7,5	5	2,5	0	0	0	0	0	5
Tomaten- pflanze	g oTM/d	0	0	0	0	0	2,5	5	2,5	0	0
Gurken- pflanze	g oTM/d	0	0	0	0	0	0	0	2,5	5	0
Anteil AQ-Schlamm	%	50	62,5	75	87,5	100	87,5	75	75	75	75

2.3 Untersuchte Substrate

Alle Proben wurden im Originalzustand ohne weitere Aufbereitung verwendet. Lediglich lange Pflanzenbestandteile der Gartenbaureststoffe wurden grob zerkleinert. Als Hauptsubstrat kam Prozesswasser bzw. Aquakulturschlamm (AQ-Schlamm) einer Aquakulturanlage in Mecklenburg-Vorpommern zum Einsatz. Dieses wurde vor der täglichen Reinigung der Sedimenter manuell gewonnen. Durch händisches Dekantieren wurde der Trockensubstanzgehalt von 0,8 bis 2 % auf 3,7 bis 5,2 % eingestellt. Dieser TM-Gehalt entspricht den (Mindest-) Zielvorgaben der im Projekt zu etablierenden mechanischen Abtrennung. In einer Anpassungsphase wurde auch Silomais gefüttert. Zusätzlich wurden Reststoffe aus dem Gartenbau oder Aquaponik als mögliche Kohlenstoffquellen untersucht. Als Co-Vergärungssubstrate kamen deshalb neben Maissilage auch Tomaten- und Gurkenpflanzenreste zum Einsatz. Die Proben wurden bis zur Untersuchung bzw. Fütterung in der Kühlung bei -15°C aufbewahrt und vor dem Einsatz bei Raumtemperatur schonend aufgetaut. Im Versuchsverlauf wurde der Anteil an Aquakulturschlamm bis zur Mono-Vergärung stetig gesteigert (Tab. 2). Nach 8 Wochen Versuchsdauer wurde die Mono-Vergärungsphase erreicht, welche für vier Wochen durchgeführt wurde. Im Anschluss daran folgte die Co-Vergärung mit Tomaten- bzw. Gurkenpflanzen (Reste aus dem Gartenbau nach Ernte).

3 Ergebnisse und Diskussion

3.1 Ausgewählte Basisdaten

Für die Biogasbildung ist neben den beschriebenen Prozessparametern die optimale Zufuhr an vergärbare organischer Trockenmasse entscheidend. Vereinfachend wird der Anteil an organischer Trockenmasse herangezogen. Die in den Versuchen eingesetzten Substrate wiesen eine große Spannweite an Frischmassegehalten von 3,7 bis 55,2 % auf. Der Anteil der Organik an der Trockenmasse der verschiedenen Substrate variierte dagegen weniger und reichte von 72 bis 85 % (Tab. 3).

Tab. 3: Trockenmasse und organischer Trockenmasseanteil sowie CN und C/S-Verhältnis der eingesetzten Substrate

Probe	Trockenmasseanteil	Anteil organischer Trockenmasse		C/N-Verhältnis	C/S-Verhältnis
	% d. FM	% d. FM	% d. TM		
AQ-Schlamm (n=4)	3,7 ... 5,24	2,80 ... 4,47	75,68 ... 84,88	8,0 ... 8,7:1	55,5 ... 69,3:1
Silomais	30,80	29,70	96,43	31,1:1	861,9:1
Gurke Ganzpflanze	8,80	7,00	79,55	8,6:1	89,0:1
Tomate Ganzpflanze	12,30	10,50	85,37	16,9:1	73,1:1
Tomatenblätter	17,20	12,40	72,09	7,7:1	19,0:1
Paprika Ganzpfl. ¹	55,20	46,70	84,60	16,2:1	74,0:1

TM = Trockenmasse, FM = Frischmasse = Originalsubstanz, oTM = organische Trockenmasse (= VS = volatile solids)

Das ermittelte C/N-Verhältnis deckt sich mit Literaturwerten (C/N 8-9 : 1, RAS, Afrikanischer Wels in Strauch et al. 2018) und ist aber weiter als das sehr enge C/N-Verhältnis von AQ-Schlamm aus der Lachs-aquakultur berichtet von Brod et al. (2017; C/N 2,8 : 1).

Wie schon in Strauch et al. (2018) festgestellt, weist der AQ-Schlamm aus der Haltung von Afrikanischem Wels einen für den Biogasprozess im Verhältnis zum Stickstoffgehalt zu niedrigen Kohlenstoffgehalt auf. Dies trifft auch für das C/S-Verhältnis zu. Nach Weinrich (2018) sollte ein ausgewogenes Nährstoffverhältnis von C : N : P : S = 3000 : 50 : 3 : 1 bis 600 : 15 : 5 : 1 eingehalten werden.

Abb. 4 zeigt die Spannweite verschiedener Literaturquellen und die Einordnung der verwendeten Substrate. Ein C/N-Verhältnis von 15 bis 30 wird als optimal für den anaeroben Abbau angesehen (Koch et al. 2017). Die Spannweite des optimalen C/S-Verhältnisses reicht von 150 bis 1200.

Ein sehr enges C/N-Verhältnis (bei hohem Stickstoff- bzw. niedrigem Kohlenstoffgehalt) birgt die Gefahr einer Hemmung durch Ammoniak, weshalb sich die Kombination mit kohlenstoffreichen Einsatzstoffen empfiehlt. Gülle weist ein ähnlich enges C/N-Verhältnis wie der untersuchte AQ-Schlamm auf (Rindergülle: 8:1, Schweinegülle: 10:1; Koch et al. 2017). Die Co-Vergärung von AQ-Schlamm mit kohlenstoffreichen und gleichzeitig stickstoff- bzw. schwefelärmeren Substraten kann zu ausgeglichenen Verhältnissen beitragen. In den Versuchen wurden deshalb Silomais (C/N-Verhältnis 31:1), aber auch verfügbare Reststoffe als Co-Substrate eingesetzt. Wie die Analyseergebnisse in Tab. 3 und Abb. 4 zeigen, sind durch den Co-Substratensatz „Gartenbaupflanzenreste“ nur geringfügig verbesserte Nährstoffverhältnisse zu erwarten. Silomais mit seinem vergleichsweise weiten C/N-Verhältnis von 31:1 und sehr weitem C/S-Verhältnis von 862:1, verursacht durch einen sehr geringen Schwefelgehalt, hat dagegen eher ausgleichende Wirkung.

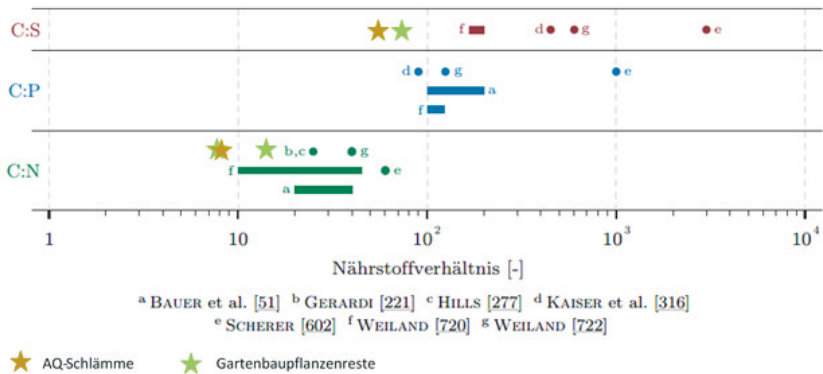


Abb. 4: Richtwerte für das optimale Verhältnis der Makronährstoffe im zugeführtem Substrat für den Biogasbildungsprozess und Einordnung der in den Biogasversuchen eingesetzten Substrate (Weinrich 2018, ergänzt)

3.2 Ergebnisse Batchversuch

Im Batchversuch wurde neben AQ-Schlamm und Gartenbaureststoffen auch hygienisierte Schlachtabfälle untersucht, auf die hier aber nicht näher eingegangen wird. Die Biogasbildung zeigte einen typischen Verlauf. Tab. 4 führt die kumulierten und gemittelten Ergebnisse auf, welche sowohl in Bezug auf die Originalsubstanz (Frischmasse) als auch in Bezug auf die organische Trockenmasse dargestellt werden. Die pflanzlichen (Ganzpflanzen) Substrate wiesen einen Methanertrag zwischen 173 und 184 Normliter pro Kilogramm organischem Trockenmasseinput auf. Die Tomatenblätter erbrachten den geringsten Methanertrag bezogen auf die enthaltene organische Trockenmasse. Der Methanertrag des Aquakulturschlammes erreichte mit 229 l(N)/kg oTM einen deutlich höheren Wert.

Typischerweise weist Biogas einen Methangehalt von 50 bis 75 % auf (FNR 2016). Die Methangehalte des Biogases bei Vergärung der untersuchten Substrate reichten von 55 bis 65 % (im trockenen Gas) (Tab. 4). Da der Biogas- wie auch der Methanertrag der Tomatenblätter den des Inokulums gerade erreicht, wird dieser Reststoff in den weiterführenden Versuchen nicht als Biogassubstrat eingesetzt. Gurken- und Tomaten-Ganzpflanzenreste erbrachten die höchsten Methanerträge und wurden in weiteren Versuchen (CSTR) als Co-Substrat eingesetzt.

Die Schwefelwasserstoffgehalte (H₂S) im Rohbiogas geben Hinweise auf den Schwefelgehalt der untersuchten Substrate. Sie erreichten Maximalwerte bei Paprikaganzpflanzen von 1260 ppm gefolgt von Tomatenblättern bzw. -ganzpflanze mit 893 bzw. 260 ppm. Die maximalen Schwefelwasserstoffgehalte der anderen Proben reichten von ca. 50 bis 135 ppm. Im Kopfraum bildet sich

aus dem Schwefelwasserstoff zusammen mit dem enthaltenen Wasserdampf Schwefelsäure, was zu Problemen bei der Biogasverwertung führt. Bei erhöhten Schwefelgehalte der eingesetzten Substrate muss mit einem höheren Biogasaufbereitungsaufwand für die interne oder externe Entschwefelung gerechnet werden. Ein Gehalt von < 500 ppm wird als geringe H₂S-Belastung bezeichnet (FNR 2013, S. 109). Da von einem Einsatz als Co-Substrat ausgegangen wird, ist der Schwefelgehalt der Gartenbaureststoffe als unkritisch einzuschätzen, muss bei höheren Anteilen aber beobachtet und die Entschwefelung ggf. angepasst werden.

Tab. 4: Biogas- und Methanerträge im Batchversuch

Probe	Bezug: trockenes Gas*	Bezug: Originalsubstanz		Bezug: oTM	
	Methan-gehalt	Biogas-ertrag	Methan-ertrag	Biogas-ertrag	Methan-ertrag
	%	I(N) _{BG} /kg FM	I(N) _{CH4} /kg FM	I(N) _{BG} /kg oTM	I(N) _{CH4} /kg oTM
AQ-Schlamm	66	10,00	6,41	357,26	228,94
Gurke Ganzpflanze	55	23,36	12,88	333,70	184,06
Tomate Ganzpflanze	65	30,46	19,60	290,05	186,66
Tomatenblätter	54	39,23	19,10	316,35	154,06
Paprika Ganzpflanze	57	142,02	80,80	304,11	173,03

*ohne Impfschlamm, Methangehalt Impfschlamm: 66 %

3.3 Ergebnisse CSTR-Versuch

Mit steigendem Eintrag von Aquakulturschlamm stieg erwartungsgemäß der Wassergehalt im Fermenter an, was erheblichen Einfluss auf Prozessparameter hatte. Die Entwicklung des Trockenmassegehaltes in den einzelnen Fermentern ist Abb. 5 zu entnehmen. Der Trockenmassestartwert (Inokulum+AQ-Schlamm) betrug 8 %. Im Versuchsverlauf sank er im Fermenter von anfänglich ca. 7,3 auf ca. 3,0 % während der Mono-Vergärung des AQ-Schlammes ab. Ursächlich dafür sind die Zufuhr an wassereichen AQ-Schlamm wie auch der biologische Abbau der organischen Masse. Aus dem Kurvenverlauf ist aber eine Stabilisierung des Trockenmassegehaltes zu erkennen.

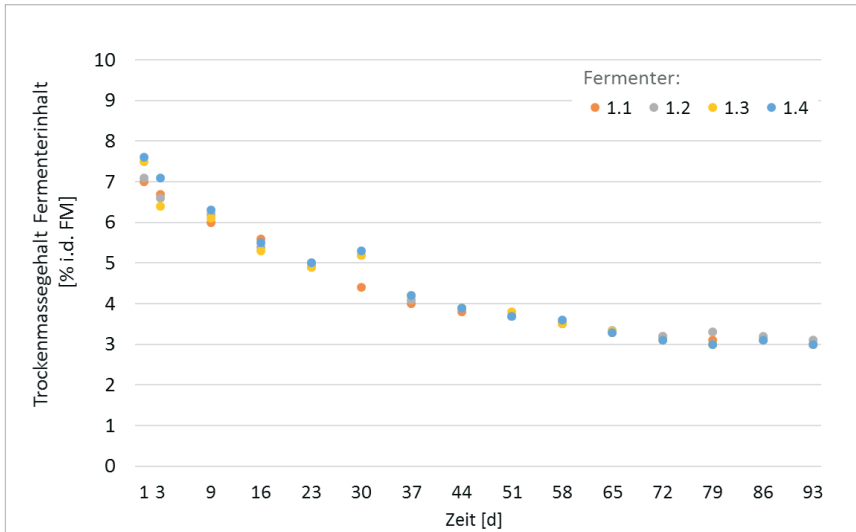


Abb. 5: Entwicklung des Trockenmassegehaltes im Fermenter im Zeitraum Juni bis September 2020

Auch bei hohen Wassergehalten (am höchsten während Monovergärung) konnte ein stabiler Biogasbildungsprozess erreicht werden. Der FOS/TAC-Wert als Indiz für die Einschätzung der Fütterungsintensität, lag von Beginn an auf einem niedrigen Niveau von 0,21. Zielwert für einen stabilen Betrieb ist ein FOS/TAC-Wert von 0,3 bis 0,5 (FNR 2016). Im Versuchsverlauf pendelte der FOS/TAC um 0,21, um in der Phase der Monovergärung von AQ-Schlamm auf 0,18 abzusinken. Die anschließende Co-Vergärung mit Tomaten- bzw. Gurkenpflanzenresten erhöhte den Wert geringfügig (0,18 bis 0,19). Die Fermenterbiologie wurde demnach mit vergleichsweise geringer Zufuhr an vergärbare Biomasse konfrontiert.

Der pH-Wert änderte sich im Versuchsverlauf nur langsam und bewegte sich im nahezu neutralen Bereich zwischen 7,3 und 7,9. Kurzzeitig wurden niedrigere Werte von unter 7 gemessen.

Durch die verteilte Fütterung und die einmal wöchentlich durchgeführten Füllstandskorrektur schwankte die tägliche Fütterungsmenge von 0,13 bis 0,28 kg oTM/m³ d (Mo-Fr-Wochenmittel 0,20 kg oTM/m³ d bzw. Mo-So-Wochenmittel 0,14 kg oTM/m³ d). Die hydraulische Verweilzeit war durch den hohen Wassereintrag erwartungsgemäß gering. Sie verringerte sich im Wochenmittel von 43 Tagen zu Versuchsbeginn auf 31 Tage während der Monovergärung. Ein Wert von 36 Tagen ist typisch für eine Biogasanlage mit hohem Anteil an Gülle (FNR 2016).

Mit zunehmender Austauschrate an Substrat werden für die Biogasbildung relevante Mikroorganismen ausgewaschen. An einem bestimmten Punkt reicht die nachwachsende Mikroorganismenbiomasse nicht mehr aus, das zugeführte

Substrat abzubauen und der Biogas- bzw. Methanertrag geht zurück. Da Substrat- und Mikroorganismenzusammensetzung immer spezifisch sind, lässt sich keine allgemeingültige Mindestaufenthaltszeit festlegen. In den vorgestellten Versuchen war analog zum beschriebenen Effekt, eine Abnahme der spezifischen Biogasbildung zu beobachten. Diese Verminderung fiel allerdings geringer aus als erwartet.

Abb. 6 zeigt einen für eine verteilte Fütterung typischen Verlauf des spezifischen Biogasertrages der vier Fermenter. Deutlich erkennbar sind die durchgängig niedrigeren Werte von Reaktor 1 (F11). Die Fehlersuche ergab eine Undichtigkeit an einer Anschlussstelle die keinen Einfluss auf die Biozönose hatte. Dies wird dadurch bestätigt, dass die gemessenen Inhaltsstoffe im Biogas als auch Fermenterinhalt den der anderen Reaktoren entsprachen. Diese Leckage konnte während des Versuches aber nicht behoben werden ohne gravierende Prozessstörungen hervorzurufen. Zur Mittelwertbildung zur spezifischen Biogas- bzw. Methanbildung wurde dieser Reaktor deshalb nicht einbezogen. Vergleicht man die Wochenwerte, zeigt sich, dass sich der Methanertrag der AQ-Schlamm-Monovergärung gegenüber der Co-Vergärung mit 12,5 bis 37,5 % Silomais nur um ca. 15 % verringert (Abb. 8).

Es wurde im CSTR-Versuch während der Monovergärung ein spezifischer Methanertrag in Höhe von 265 l(N)/kg oTM ermittelt. Dieser war höher als der im Batchversuch mit 229 l(N)/kg oTM gefundene und vergleichbar mit Werten aus der Literatur wie beispielsweise berichtet in Gebauer (2006; 0.260–0.281 l/g VSadded; Lachsquakultur, CSTR). Die sehr hohen Methanerträge für AQ-Schlamm aus der Regenbogenforellenhälterung in Höhe von 318 ± 29 ml CH₄/g oTM (Batch-BMP, Suhr et al. 2015) bzw. 400 bis 460 ml CH₄/g oTM (Lanari and Franci 1998, Festbettreaktor) wurden allerdings nicht erreicht. Eine Prozesshemmung während der Mono-Vergärung konnte, abweichend von den Versuchen in Gebauer (2006), nicht beobachtet werden. Es ist aber nicht auszuschließen, dass dieser Effekt bei höherer Raumbelastung und länger andauernder Mono-Vergärung und Akkumulationseffekten auftreten könnte.

Die Methanertrag des untersuchten AQ-Schlamm ist mit dem von Gülle vergleichbar. Rindergülle weist einen mittleren Methanertrag von 210 Nm³/t oTM auf (Spannweite 110-275), Schweinegülle von 250 Nm³/t oTM (Spannweite 180-360), Silomais weist mit 340 Nm³/t oTM (Spannweite 234-364) einen höheren Methanertrag auf (FNR 2016). Die Co-Vergärung mit Silomais und AQ-Schlamm erbrachte einen Methanertrag von mehr als 280 l(N)/kg oTM. Die Co-Vergärung des AQ-Schlammes mit Gartenbaupflanzenresten schloss sich an die vierwöchige Monovergärung des AQ-Schlammes an. Es wurden vergleichsweise hohe Methanerträge von 381 l(N)/kg oTM bei Zugabe von Gurkenpflanzenresten erreicht (Tab. 5). Diese erhebliche Erhöhung des Methanertrages kann auf positive Auswirkungen von ausgeglichenen Nährstoffverhältnissen und dem Ausgleich von Mangelerscheinungen zurückgeführt werden. Allein der minimale Ausgleich des C/N-Verhältnisses erklärt den Anteil des spezifischen Methaner-

trages aber nicht. Der verringerte Methanertrag bei der Co-Vergärung von Tomatenpflanzenresten könnte auf eine hemmende Wirkung des in Tomatenpflanzen enthaltenen Solanin oder anderer hemmend wirkender Stoffe zurückzuführen sein, was auch Einfluss auf den geringen Ertrag im Batchversuch erklären könnte.

Tab. 5: Spezifischer Methanertrag bei Co-Vergärung von AQ-Schlamm und Gartenbaupflanzenresten

Co-Substrat	Mittel der Fermenter 1.2 bis 1.4	Fermenter 1.2	Fermenter 1.3	Fermenter 1.4
	[l(N) CH ₄ /kg oTM]			
Tomate Ganzpflanze	252	270	269	216
Tomaten + Gurkenganzpflanze (1:1)	312	317	318	303
Gurke Ganzpflanze	381	335	383	426

Im Versuchsverlauf wurde mit Zunahme des Aquakulturschlammanteils eine Zunahme des Methangehaltes von 53 auf bis zu 59 % (56,9-58,7 %) während der Mono-Vergärung beobachtet (Abb. 7). Auffällig sind die niedrigeren Gehalte von Fermenter 4, welche nicht erklärt werden können. In der daran anschließenden Co-Vergärung sank der Methangehalt im Biogas auf 56,6 % ab (56,0-56,9 %), was durch die verstärkte Kohlendioxidbildung aus dem Abbau des erhöhten Kohlenhydratanteils erklärbar ist. Der Methangehalt im Biogas aus Fermenter 4 ist in dieser Phase auf gleichem Niveau wie die anderen Fermenter.

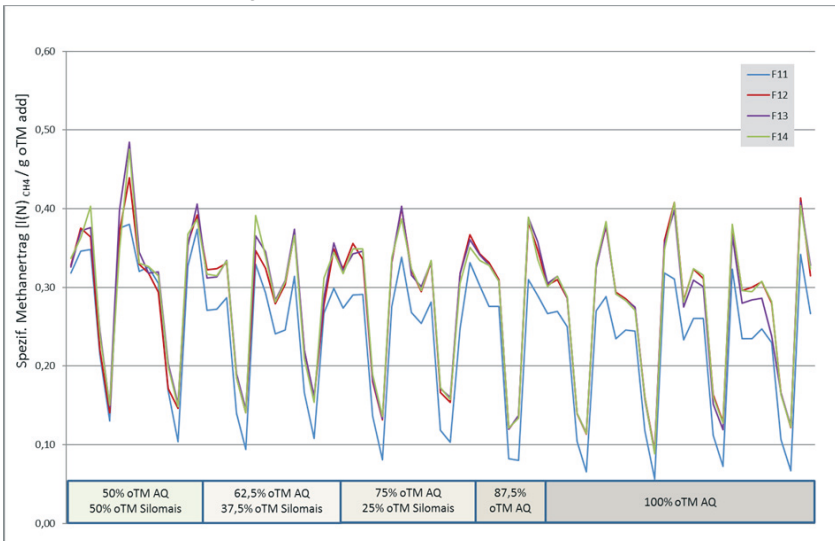


Abb. 6: Spezifischer Methanertrag der CSTR-Fermenter F11 bis F14 im Zeitraum 17. Juni bis 1. September 2020

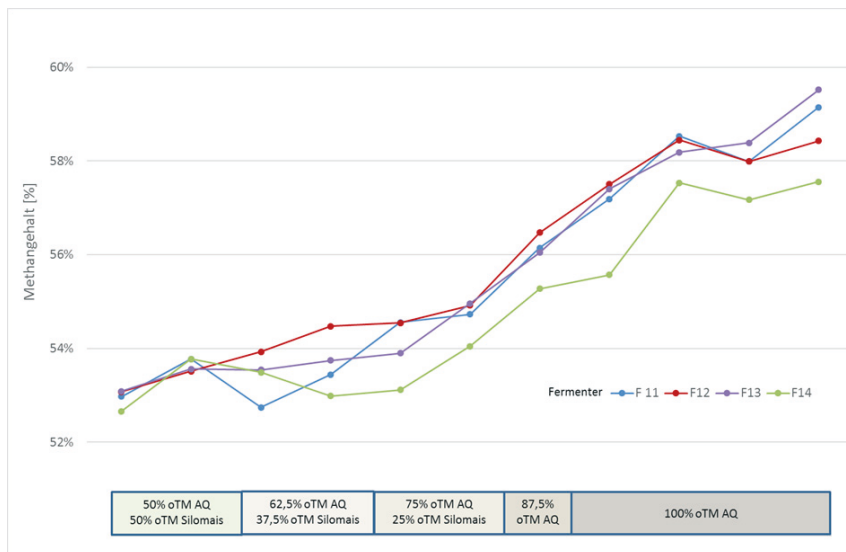


Abb. 7: Methangehalte im gebildeten Biogas der CSTR-Fermenter F11 bis F14 im Zeitraum 17. Juni bis 1. September 2020

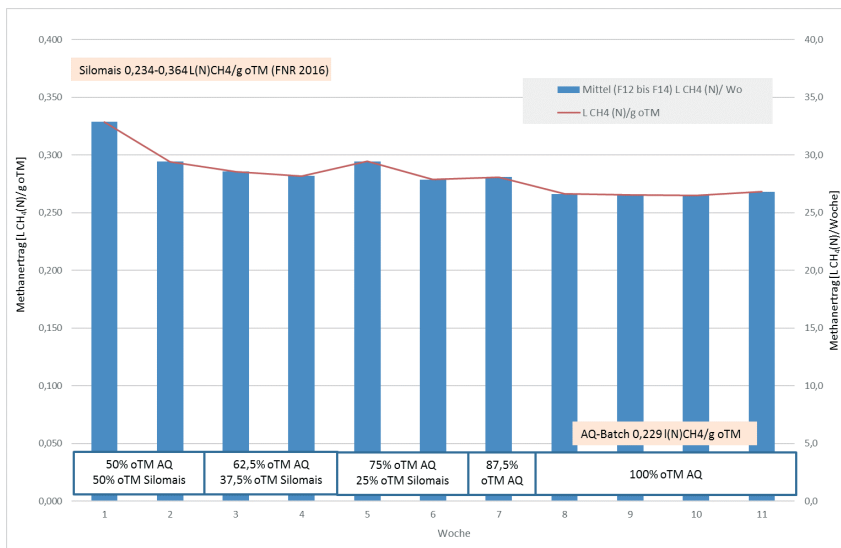


Abb. 8: Mittlerer Methanertrag pro Woche und bezogen auf die zugeführte organische Trockenmasse

4 Fazit

Die Versuchsergebnisse bestätigen die in geringer Anzahl vorliegenden Literaturdaten zur energetischen Nutzbarkeit von Aquakulturschlämmen. Insbesondere die Datenlage zur anaeroben Vergärung von Aquakulturschlamm vom Afrikanischen Wels wird erweitert. Das im stabilen Prozess erzeugte Biogas bzw. Methan kann zur Deckung des Energiebedarfs von Aquakulturanlagen beitragen, insbesondere dann, wenn auch pflanzliche Reststoffe als Co-Substrat eingesetzt werden können. Bei Nutzung der CSTR-Technologie empfiehlt sich die Co-Vergärung mit Substraten, die ein enges C/N-Verhältnis und höheren oTM-Gehalt aufweisen. Ideal ist Silomais, aber auch landwirtschaftliche oder gartenbauliche Reststoffe, wie in den vorliegenden Versuchen Gurkenpflanzenreste, sind geeignet. Allerdings muss bei strukturreichen Substraten mit einem höheren Aufbereitungsaufwand gerechnet werden. Mindererträge durch möglicherweise hemmend wirkende Inhaltsstoffe müssen vor Einsatz als Biogassubstrat abgeklärt werden. Phytosanitäre Aspekte müssten bei einer denkbaren Kreislaufführung der Gärreste im Gartenbau oder Aquaponik untersucht werden.

Danksagung

Die Autoren danken dem gesamten Laborteam, insbesondere Frau Kersten Eckermann, für die zuverlässige Hilfe bei der Betreuung der Versuche und der Analysen. Des Weiteren herzlichen Dank an Kalle Haenisch für die Geduld bei der Probenahme der Aquakultursubstrate. Ohne diese Unterstützung wären die Versuche nicht in diesem Umfang möglich gewesen. Außerdem wird der Finanzierung des Projektes durch den Europäischen Meeres- und Fischereifond (EMFF) und des Landes Mecklenburg-Vorpommern gedankt.

Literatur/Quellen

- Brod, E., Oppen, J., Kristoffersen, A.Ø. et al. (2017): Drying or anaerobic digestion of fish sludge: Nitrogen fertilisation effects and logistics. *Ambio* 46, 852–864 (2017). <https://doi.org/10.1007/s13280-017-0927-5>
- Da Borso, F.; Chiumenti, A.; Fait, G.; Mainardis, M.; Goi, D. (2021). Biomethane Potential of Sludges from a Brackish Water Fish Hatchery. *Applied Sciences*. <https://doi.org/11.552.10.3390/app11020552>
- Delaide, B.; Monsees, H.; Gross, A. and Simon Goddek (2019): Aerobic and Anaerobic Treatments for Aquaponic Sludge Reduction and Mineralisation. Chapter 10 in: Goddek, S. et al. (eds.), *Aquaponics Food Production Systems*, https://doi.org/10.1007/978-3-030-15943-6_10, S. 247-266.
- FNR (2016): Leitfaden Biogas - Von der Gewinnung zur Nutzung, (Hrsg.) Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), 7. Auflage, 2016, ISBN 3-00-014333-5.
- Gebauer, R. (2004): Mesophilic anaerobic treatment of sludge from saline fish farm effluents with biogas production. *Bioresource Technology* Volume 93, Issue 2, June 2004, <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2003.10.024>. Pages 155-167.

- Gebauer, R.; Eikebrokk, B. (2006): Mesophilic anaerobic treatment of sludge from salmon smolt hatching. *Bioresource Technology* Volume 97, Issue 18, December 2006, <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2005.10.008>. Pages 2389-2401.
- Goddek, S.; Delaide, B.; Oyce, A.; Wuertz, S.; Jijakli, M.H.; Gross, A.; Eding, E.H.; Bläser, I.; Keizer, LCP; Morgenstern, R.; Körner, O.; Verreth, J.; Keesman, K.J. (2018): Nutrient mineralisation and organic matter reduction performance of RAS-based sludge in sequential UASB-EGSB reactors. *AquacEng* 83:10. <https://doi.org/10.1016/J.AQUAENG.2018.07.003>
- Koch, K.; Post, M.; Auer, M.; Lebuhn, M. (2017): Einsatzstoffspezifische Besonderheiten in der Prozessführung, *Biogas Forum Bayern* Nr. III – 18/2017.
- Lanari, D., & Franci, C. (1998). Biogas production from solid wastes removed from fish farm effluents. *Aquatic Living Resources*, 11(4), 289-295. [https://doi.org/10.1016/S0990-7440\(98\)80014-4](https://doi.org/10.1016/S0990-7440(98)80014-4)
- Luo, G. Z.; Ma, N.; Li, P.; Tan, H. X.; & Liu, W. (2015): Enhancement of Anaerobic Digestion to Treat Saline Sludge from Recirculating Aquaculture Systems. *The Scientific World Journal*, 2015, 479101. <https://doi.org/10.1155/2015/479101>
- Mirzoyan, N.; Gross, A. (2013): Use of UASB reactors for brackish aquaculture sludge digestion under different conditions. *Water Res.* 2013, 47, 2843–2850.
- Strauch, S.M.; Wenzel, L.C.; Bischoff, A.; Dellwig, O.; Klein, J.; Schüch, A.; Wasenitz, B.; Palm, H.W. (2018): Commercial African Catfish (*Clarias gariepinus*) Recirculating Aquaculture Systems: Assessment of Element and Energy Pathways with Special Focus on the Phosphorus Cycle. *Sustainability* 2018, 10, 1805. <https://doi.org/10.3390/su10061805>
- Suhr, K.I.; Letelier-Gordo, C.O.; Lund, I. (2015): Anaerobic digestion of solid waste in RAS: Effect of reactor type on the biochemical acidogenic potential (BAP) and assessment of the biochemical methane potential (BMP) by a batch assay. *Aquac. Eng.* 2015, 65, 65-71.

Kontakt

Jan Klein, Jan Sprafke, Prof. Dr. mont. Michael Nelles

Universität Rostock, Professur Abfall- und Stoffstromwirtschaft

✉ jan.klein3@uni-rostock.de

Dr. Andrea Schüch, Arbeitsgruppenleiterin Erneuerbare Energien

Landgesellschaft Mecklenburg-Vorpommern mbH

☎ +49(0)3866.404-277 | ✉ andrea.schuech@lgmv.de

Utilization of water care material (WCM) in anaerobic digestion

Abstract: The water and soil associations (WBV) in Mecklenburg-Western Pomerania do important work for flood protection as well as for the management of agricultural land. In the past decade, they have been increasingly required to focus their activities on ecological aspects. The challenge of developing partly artificial, partly underground water bodies in highly manipulated catchment areas is great. Often they are not able to make the desired/required adaptations to environmental conservation concerns for economic reasons. For example, the removal and disposal of water care material (WCM) from the water system after mowing poses problems for the WBV, since area-wide concepts for the economic management of WCM are missing so far. However, energy recovery offers the opportunity to refinance costs incurred for disposal of WCM. Additionally, the nutrient recovery is a valuable addition to efforts to reduce eutrophication in water bodies. To demonstrate the suitability of WCM as lucrative substrate in anaerobic digestion, a 28-day CSTR (continuous-stirred tank reactor) semi-continuous trial was conducted. The specific biogas yields were determined in comparison to corn silage. In addition, the use of WCM as a co-substrate at increasing concentrations was tested. This study proves, that WCM is a suitable co-substrate in anaerobic digestion. Moreover, a study of potential has examine an economic management of WCM.

Zusammenfassung: Die Wasser- und Bodenverbände (WBV) in Mecklenburg-Vorpommern leisten wichtige Arbeit für den Hochwasserschutz sowie für die Bewirtschaftung landwirtschaftlicher Flächen. Im letzten Jahrzehnt waren sie zunehmend gefordert, ihre Aktivitäten auf ökologische Aspekte auszurichten. Die Herausforderung der Entwicklung von teils künstlichen, teils unterirdischen Gewässern in stark manipulierten Einzugsgebieten ist groß. Oft sind sie aus wirtschaftlichen Gründen nicht in der Lage, die gewünschten/erforderlichen Anpassungen an die Belange des Umweltschutzes vorzunehmen. So ist z.B. die Entnahme und Entsorgung von Schnittgut aus der Gewässerunterhaltung (GPM) aus dem Gewässersystem nach der Mahd für die WBV ein Problem, da flächendeckende Konzepte zum wirtschaftlichen Umgang mit GPM bisher fehlen. Jedoch bietet die energetische Verwertung die Möglichkeit, die Kosten für die Entsorgung von GPM zu refinanzieren. Zusätzlich ist die Nährstoffrückgewinnung eine wertvolle Ergänzung zu den Bemühungen, die Eutrophierung von Gewässern zu reduzieren. Um die Eignung von GPM als lukratives Substrat in der anaeroben Vergärung nachzuweisen, wurde ein 28-tägiger semi-kontinuierlicher CSTR-Versuch durchgeführt. Es wurden die spezifischen Biogaserträge im Vergleich zu Maissilage ermittelt. Darüber hinaus wurde der Einsatz von WCM als Co-Substrat in steigenden Konzentrationen getestet. Diese Studie beweist, dass WCM ein geeignetes Co-Substrat in der anaeroben Vergärung ist. Außerdem wurde in einer Potenzialstudie das wirtschaftliche Management von WCM untersucht.

Water maintenance in Mecklenburg-Western Pomerania

In Germany, the federal states are responsible for the categorisation and maintenance of the surface water bodies. In Mecklenburg-Western Pomerania, the water and soil associations organizing the maintenance of second order water bodies. More than 18,000 km of surface water (e.g. ditches and canals) every year will be freed from water vegetation to avoid hydraulic damage. The method and extent of water maintenance are largely determined by the type of water body and the uses in the catchment area (LUNG 2018). The harvested material is usually left in the slope area without further utilization (Zehnsdorf et al. 2017) or distributed on surrounding areas (LUNG 2018). When the biomass rots, the nutrients bound in it return to the profile, which has negative effects on the trophic conditions at and in the water body (Zehnsdorf et al. 2017). In addition, leaving the mowed material in the area of the top of the slope can cause successive formation of a small wall, which can prevent surface runoff and cause drenching (LUNG 2018).

In the past decade, the WBV have been increasingly required to focus their activities on ecological aspects. The objective is to ensure not only proper runoff, but also sustainable water body management and type-compliant development (LUNG 2012). Modern Water Framework Directive (WFD)-compliant maintenance concepts (Fig. 1) propagate an annual, half-site mechanical cutting. In addition, the disposal of biomass is provided to avoid accumulation of nutrients on the slope with negative consequences for the ecosystem (DWA 2010). However, as a result of high logistics expenses is rejected mostly for economic reasons (Zentner 2015).

However, exporting the WCM offers the chance to remove the nutrient load bound in the biomass from the aquatic system. Our studies from the year 2019 show that WCM is an efficient energy carrier and has a big potential to accumulate nutrients from diffuse sources. Through the utilization of this free available substrate, part of the additional costs incurred by disposal can also be refinanced.

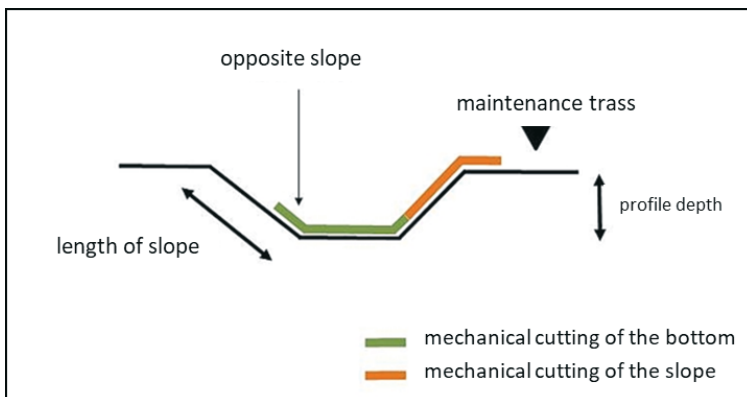


Fig. 1: Modern WFD-compliant water maintenance concept Source: Archive WBV Rostock

Utilization of WCM in Mecklenburg-Western Pomerania

In addition to political concerns and questions of the economic feasibility of utilization concepts, the challenge lies primarily in balancing the biomass potentials. Temporal and spatial fluctuations in substrate quantity and composition not only has a significant influence on material and energy yield, but also on nutrient accumulation. In addition to weather-related variability, changes in the type of use of surrounding areas, the water body typology plays an essential role with concerning the quantity and quality of the biomass (DWA 2010). The data available on the exact volume of WCM is poor. Since there is no comprehensive use of WCM, no quantities are recorded. A variety of literature does provide estimated values that can be used for orientation. However, it is often not possible to determine which reference areas with which yields are included in the calculation (FNR 2015).

WCM is declared in the European Waste List under waste code number 20 02 01 (biodegradable waste) and is considered as vegetable waste from a source other than households. It belongs therefore to the municipal waste and has to be disposed/recycled under consideration of waste law aspects. The field of waste law application is opened at the moment when the biomass is collected after maintenance for further management. In connection with further utilization of the WCM, the Ministry of Agriculture and Environment 2017 points out that the harmlessness of extracted biomass can be assumed in principle. However, even though WCM is generally recognized as a suitable substrate and recommended for recycling, primarily in composting, there are no comprehensive solutions for the consistent acquisition and utilization of this freely available resource. Challenging substrate handling, additional costs for watercourse maintenance as a result of personnel and machine expenses as well as increasing disposal costs have so far restricted the stakeholders from politics, municipalities and industry from launching state-wide initiatives for the implementation of a value chain for the resource WCM. At the same time, interest in recycling this material is increasing. Especially with regard to the increasing use of biomass for energy purposes and the associated use conflicts between food and energy production, there is a demand for available biomass sources (DBFZ 2018). The available literature provides several studies on material and energy recovery options for WCM. In addition to shredding and spreading on agricultural land and composting, thermal and energy recovery are also considered approaches (Zentner 2015, Spliethoff et al. 2005). Currently, there is an initiative in M-V of the University of Greifswald, which together with the Federal Ministry for Education and Research supports the research project and start-up "öKohle" to produce sustainable and CO₂-neutral charcoal, made of locally sourced reed instead of wood. To accomplish this, they are aiming to establish long-term partnerships with farmers, landscape conservation associations and also water and soil associations. With this regional engagement, there is a realistic chance to strengthen regional value chains and give economic incentives to preserve and restore waterbodies and wetlands and fight global warming. Anaerobic digestion can also make its contribution in this way.

Anaerobic digestion as energy recovery option

Anaerobic digestion can convert low-grade resources/waste into a renewable high-grade fuel. The utilization of biomass in anaerobic digestion plants is based on the conversion of organic matter by microorganisms. It is particularly suitable for substrates with a high content of organic components. Anaerobic digestion produces CO_2 , H_2O , NH_3 , H_2 , H_2SO_4 and digestate in addition to methane. These by-products can be used in a variety of ways. For example, the resulting fermentation residues can replace synthetically produced fertilizers under consideration of the legal framework conditions. By utilizing them in agricultural cultivation, the nutrients and trace elements contained in the original substrate can be made available to plants again. The use of WCM as an alternative source of electricity, heat and nutrients thus offers a great opportunity for the circular bioeconomy in Mecklenburg-Western Pomerania. While the state has a large number of biogas plants, agricultural facilities are not legally permitted to process WCM. Consequently, only waste fermentation plants can be considered for energy recovery according to utilization as co-substrate in anaerobic digestion.

Sampling and treatment

Sampling was carried out in July 2020 following the regular maintenance of the Dragunsgraben (No. 2/1), a stream within the catchment area of the Schmarler Bach (No. 2), in Rostock. As a lowland stream with an organic character, this is a typical water body of Mecklenburg-Western Pomerania. Approximately 200 kg of biomass was collected from the WCM. The sample was chopped with a shredder to a loose weight of 54.64 g/l and stored. The biomass collected represents vegetation across the whole maintenance profile of the stream. The material consists mainly of vegetation from the slope with a lot of grasses. An amphibious and aquatic corridor is present but poorly expressed of low water levels. In addition to WCM, corn silage was obtained as a comparative substrate from a nearby biogas plant for the experiments. Subsequently, the substrates were subjected to an input analysis in the course of the trial preparation. Total solids (TS) and volatile solids (VS) were determined as well as XF, ADF and NDF.

Tab. 1: Results input analysis

Substrate	TS	VS	XF	ADF	NDF
Unit	%	%	%VS	%VS	%VS
Corn Silage	28.2	27.7	24.39	31.64	85.73
WCM	91.6	83.3	37.77	50.34	76.43

Methodology

The study investigates the residual material utilization of biomass from water maintenance. The investigations were carried out in the laboratory of the Department of Waste and Resource Management at the University of Rostock. The main focus lies on the examination of the utilization of cuttings concerning the energy recovery in mono- and co-digestion. The question of this study covers two topics. Firstly, the specific biogas yield of WCM in anaerobic digestion, and secondly, economics of management. The first complex of topics comprises the support of the semi-continuous fermentation experiment to determine the specific biogas yield of WCM in comparison to corn silage and various substrate mixtures. This includes the experimental set-up and preparation, the feeding, the accompanying analytics as well as the evaluation of the collected data. The second complex of topics serves the determination of the theoretical biomass potential of WCM using the example of the association area of the WBV Rostock. This includes the presentation of the suitability of WCM as available substrate and lucrative energy source as well as the evaluation and summary of all results in a management concept as realistic as possible.

Semi-continuous fermentation experiment

A CSTR with a total volume of 20 L and a working volume of 10 L was used for the semi-continuous fermentation experiment (Fig. 2). The individual fermenters are equipped with a variable speed agitator with adjustable intervals. The motor of the stirrer was placed below the reactor. The process temperature was adjusted to 38 °C using a heater and a thermostat. The reactor has a feeding tube extending from the top to below the filling level. The biogas quantity is measured and continuously recorded with drum gas meters. Biogas production, temperature and air pressure were recorded by a data logger.



Fig. 2: Continuous-stirred tank reactor group

In addition to WCM, corn silage was also investigated as a comparative substrate in mono-digestion. In addition, both substrates were investigated together in different mixing ratios in co-digestion. The inoculum used was digestate from a biogas plant in Rostock with a TS content of 6.2 % and an VS content of 4.2 %. Two fermenter groups were operated for 28 days. One group for mono-digestion of corn silage over 28 days. The second group was also operated week by week with increasing proportions of WCM in mixture up to mono-fermentation. An organic loading rate (OLR) of 2.02 kgVS/(m³*d) was adjusted for the experimental setup. The amounts for feeding were calculated and prepared accordingly.

The substrate was supplied to the fermenters once a day, 5 days a week. A uniform feeding was chosen, according to which 20 g VS were fed Monday to Friday. The weekly feeding was consequently 100 g VS. This amount was kept for the entire duration of the experiment.

Tab. 2: Experimental set-up

	Group 1				Group 2
Substrate	10 % WCM	30 % WCM	50 % WCM	100 % WCM	100 % corn silage
Duration	7 days	28 days	7 days	7 days	28 days
FM/week	300.65 g	225.35 g	180.20 g	119.90 g	361.00 g

Samples of digestate were taken once a week via the feeding tube at the top of the reactor. Samples of digestates were analyzed directly after sampling. TS and VS were measured in the original samples (as mixed sample for the whole group) without pre-treatment. Additionally one sample of each reactor sample was centrifuged for 30 min at 20.000 rpm. Volatile Organic Acids Content (FOS) and Buffer Capacity (TAC) were determined (titration) for each individual fermenter. Three times a week samples of biogas were taken, and its biogas composition (methane, CO₂, and oxygen percentages) was determined with a multi-gas measuring device of the type Visit 03 (Messtechnik Eheim GmbH). A gas sample from a reactor was used as the calibration gas before. The evaluation was carried out on a weekly basis. For this purpose, all measurement data from Monday 0:00 to Sunday 23:59 were combined into a measurement block and evaluated.

Balancing biomass potentials

The study is conducted once for the WBV Rostock and is then transferred to the area of Mecklenburg-Western Pomerania. The results are supplemented with recommendations for the maintenance of water bodies and the utilization of WCM. The estimation of the available area in M-V for unused WCM, results from the length of maintained 2. order flowing water bodies in the investigation area multiplied by an assumed cultivation width of 5 meters on average. The provided Data from WBV Rostock are corresponding with this approach. For the estimation of available dry mass, a calculation by LMS Agrarberatung GmbH from

2018 for landscape maintenance material (LMM) was considered. According to existing WFD-compliant measures, in the scenario of utilization of WCM, only 1 cut per year was assumed. The data collected in the biogas trial are used in the calculation of the methane yield. All mixing scenarios are calculated specifically. Based on the calculated specific biogas yields of corn silage in mono-digestion and of the two substrates in co-digestion, the cumulative volume is explicitly calculated for the corresponding VS share of WCM in the mixture. In each case, it is assumed that the entire available cuttings are recycled in the process. The energy content of the methane obtained is given according to FNR 2015. The efficiency of the CHP is assumed to be 40 %. With regard to the remuneration, WCM is treated as LMM in this study. According to EEG 2012, this is assigned to feedstock remuneration class II and is paid 8 cents/kWh_{el} up to a plant size of 5 MW_{el}. The calculation approach of additional costs for water maintenance in connection with collection, transport and disposal are provided in DWA M610. Based on managed area and calculated yield.

Tab. 3: Basic data for study of biomass potentials

	WBV Rostock	M-V
Length of maintained water bodies km/a	> 400	>18.000
Managed area ha/a	> 200	> 9.000
Biomass yield t TM/ha	4 ¹	
Energy content Methane kWh/m ³	9.97 ²	
Efficiency CHP %	40	
Compensation Cent/kWh _{el}	8 ³	

¹ LMS Agrarberatung GmbH 2018

² FNR 2015

³ EEG 2012

Results

Table 4 summarizes the cumulative biogas and methane yields by week. Noticeable is an increase in group 1 with the 50 % mixture compared to the mixture with 30 % WCM. Group 2 with corn silage shows very uniform weekly yields. The values of unit 2 were constantly higher than the values of unit 1.

Tab. 4: Cumulative biogas and methane yields

	Group 1		Group 2	
	Biogas l(n)	Methane l(n)	Biogas l(n)	Methane l(n)
Week 1	48.0817627	24.9328829	53.7302334	28.4709657
Week 2	42.2442596	20.4796894	55.3409477	27.7689626
Week 3	45.5005692	25.1680731	56.7772571	31.3255655
Week 4	36.2289759	17.973541	56.3333683	29.8527183
Total	172.06	88.55	222.18	117.42

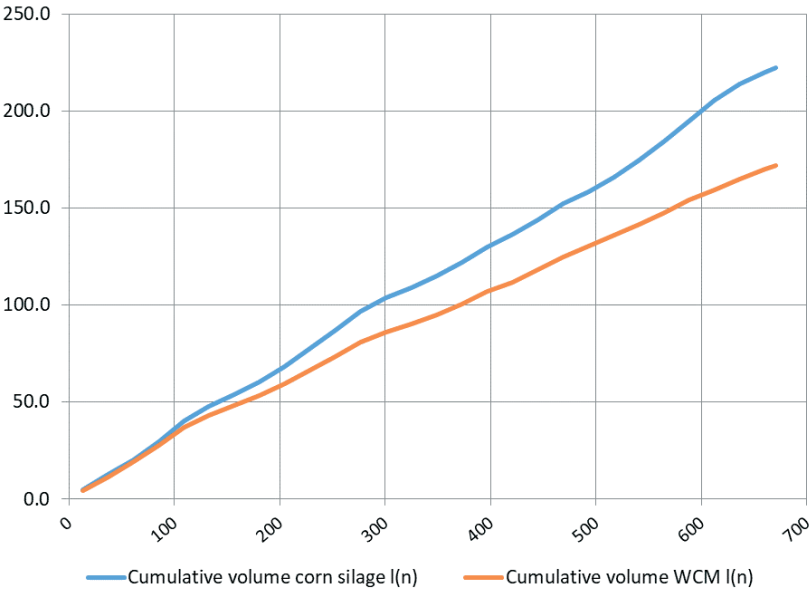


Fig. 3: Cumulative biogas volume of corn silage and WCM

The cumulative biogas volume presented in Fig. 3 shows a constantly lower gas yield for group 1 compared to group 2. In addition, continuously decreasing weekly yields with a growing concentration of WCM in the mixture can be seen. Group 2 with corn silage, on the other hand, shows a very continuous and stable performance.

The trends are also consistent in the determined daily values for the specific biogas and methane yields. The daily values for specific biogas yields presented in Fig. 4 show a typical distribution. Due to the lack of feeding on the weekend, there is a corresponding drop in biogas production, which increases again after

the start of feeding at the beginning of the week. The specific biogas production decreases for group I in the fermenter. In general, the second group with corn silage shows an even course. Only the low peaks in week 3 are noticeable. The average methane content was 51.47 % in group 1 and 52.85 % in group 2.

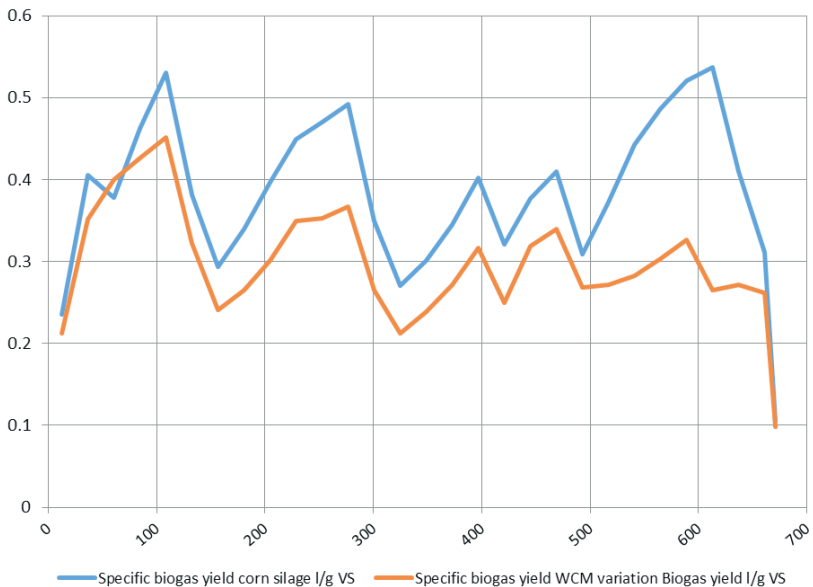


Fig. 4: Specific biogas yield of corn silage and WCM in different mixtures

Overall, the values of unit 2 were constantly higher than the values of unit 1. Table 5 summarizes the specific biogas and methane yields based on the determined cumulative volume by week.

Tab. 5: Specific biogas and methane yield of corn silage and WCM in different mixtures in l(n)/g VS

	Group 1				Group 2
Substrate	10 % WCM	30 % WCM	50 % WCM	100 % WCM	100 % corn silage
Duration	7 days	28 days	7 days	7 days	28 days
Biogas yield	0.481	0.422	0.455	0.362	0.555
Methane yield	0.249	0.205	0.252	0.180	0.294

In order to be able evaluate the collected data according to the specific biogas yield, the following table shows comparative values of selected substrates in anaerobic digestion from the literature.

Tab. 6: Comparative values of selected substrates in anaerobic digestion

Substrate	Biogas Yield
Unit	m ³ /t VS
Straw	369 ¹
Corn silage	563 ¹
Grass silage	584 ²
LMM	300 ³
Seaweed	290 ⁴

¹ <https://www.lfl.bayern.de>

² <https://www.archea-biogas.de>

³ Deutscher Verband für Landschaftspflege e.V. 2014

⁴ Foth et al. 2021

The following table summarizes the results of the weekly digestate analysis. The FOS/TAC values are overall within the standard conditions. Group 1 shows an increase with increasing concentration of WCM in the mixture. Group 2, on the other hand, shows a stable trend. The pH values are inconspicuous. The collected data on TS, VS appear uniform and not with increased dry matter in relation to the initial inoculum.

Tab. 7: Results of the weekly digestate analysis

	Group 1	Group 2	Group 1	Group 2	Group 1		Group 2	
	FOS/TAC		pH		TS %	VS %	TS %	VS %
24.03.2021	0.147	0.210	7.75	7.64	4.9	3.7	4.3	3.1
31.03.2021	0.161	0.200	7.76	7.69	4.9	3.6	4.8	3.7
07.04.2021	0.176	0.186	7.71	7.59	5.0	3.7	4.6	3.5
14.04.2021	0.1955	0.2	7.58	7.72	4.8	3.4	4.4	3.3

Study of potential for the Management of WCM

Using the basic data for the association area of the WBV Rostock as well as M-V, the potential methane yield of WCM, the energy content of the extracted methane as well as the monetary yield were calculated. The calculation are shown in table 8 and 9. WCM in the association area of WBV Rostock could generate a yield of 25.600 € and 54.400 € in energy recovery every year. Related to the whole federal state it would be 1.2 to 2.5 million € according to this calculation approach.

Tab. 8: Study of potential WBV Rostock

	WBV Rostock			
Length of maintained water bodies km/a	>400			
Managed area ha/a	>200			
Biomass yield t TS/ha	4 ¹			
Biomass yield t	>800			
Biomass yield t VS/a	>725			
Substrate-mixture	10 % WCM	30 % WCM	50 % WCM	100 % WCM
Specific Biogas yield m ³ /t VS	481	422	455	362
Specific Methane yield m ³ /t VS	249	205	252	180
Methane yield WCM m ³ /a	>80.000	>95.000	>170.000	>130.000
Energy content Methane kWh/m ³	9,97 ²			
Energy kWh/a	800.000	950.000	1.700.000	1.300.000
Efficiency CHP %	40			
Energy kWh _{el}	320.000	380.000	680.000	520.000
Remuneration Cent/kWh _{el}	8 ³			
Total €/a	25.600	30.400	54.400	41.600

¹ LMS Agrarberatung GmbH 2018² FNR 2015³ EEG 2012

Tab. 9: Study of potential WBV Rostock

	M-V			
Length of maintained water bodies km/a	>18.000			
Managed area ha/a	>9.000			
Biomass yield t TM/ha	4 ¹			
Biomass yield t	>36.000			
Biomass yield t VS/a	>32.000			
Substrat-mixture	10 % WCM	30 % WCM	50 % WCM	100 % WCM
Specific Biogas yield m ³ /t VS	481	422	455	362
Specific Methane yield m ³ /t VS	249	205	252	180
Methane yield WCM m ³ /a	>3.7 Mio.	>4.4 Mio.	>7.7 Mio.	>5.9 Mio.
Energy content Methane kWh/m ³	9,97 ²			
Energy kWh/a	37 Mio.	44 Mio.	77 Mio.	59 Mio.
Efficiency CHP %	40			
Energy kWh _{el}	14.8 Mio.	17.6 Mio.	30,8 Mio.	23.6 Mio.
Remuneration Cent/kWh _{el}	8 ³			
Total €/a	1.2 Mio.	1.4 Mio.	2.5 Mio.	1.9 Mio.

¹ LMS Agrarberatung GmbH 2018² FNR 2015³ EEG 2012 der Einsatz Stoffvergütungskategorie II

Tab. 10: Additional costs for collection, transport and recovery

	WBV Rostock	M-V
Length of maintained water bodies km/a	>400	>18.000
Managed area ha/a	>200	>9.000
Biomass yield t/ha	>800	>36.000
Costs collection and transport €/ha	180 – 1.300 ¹	
Costs energetic utilization €/ha	25 – 30 ¹	
Costs composting €/t	10 - 15 ¹	
Costs collection and transport €/ha	36.000 – 260.000	1.6 – 11.7 Mio.
Costs utilization €/ha	8.000 – 24.000	0.4 – 1.1 Mio.
Total €/a	44.000 – 284.000	2 - 12.8 Mio.

¹ DWA M610

In the course of recycling, additional costs of 44,000 to 284,000 result for the WBV Rostock. Related to the current costs of about 250,000 €/a for weeding and mowing of the water bodies, this could mean in the worst case more than a doubling of the costs on these positions. For the country, corresponding additional costs of 2-12.8 million €/a arise (Tab. 10).

Discussion

The use of biomass is an important factor for a sustainable bioenergy market in Mecklenburg-Vorpommern. Every year, biomass is produced on more than 500.000 ha for various material and energetic utilization paths. The identification of potential alternative biomass sources is increasingly in focus, especially in view of the increasing use of biomass for energy purposes and the associated conflicts of use between food, and energy production (Gallegos et al. 2018). Various studies have shown that the aquatic associated biomass is a suitable as a substrate in biogas plants (Wedwitschka et al. 2016).

Biogas experiments

The results of the biogas trials place well in the selection of comparative values from the literature in terms of the determined cumulative volumes of the two substrates used in mono-digestion. WCM is on par with wheat straw, landscape maintenance material, and seaweed in the mono-digestion of this study. The selection of literature values as well as the experimental results show both the variation of biomass used and respectively the potential of water-associated substrates in anaerobic digestion. In general, the results from the accompanying analyses indicate stable process control. Regarding the specific conversion of WCM in the mixtures, the increasing VS contents in the feeds initially have a positive effect on the methane yield. With further increasing contents of XF, ADF and NDF in mixtures, the conversion tends to decrease. ADF for example is a measure of the plant components in forages that are the least digestible by livestock, including cellulose and lignin. According to feed analysis, high values

mean poorer conversion. Since WCM has a higher proportion of ADF, it is generally more difficult to decompose. Up to a mixture of 50 %, utilization as a co-substrate seems to be a lucrative approach.

Study of potential

The investigated WCM sample is treated in this potential study as representative for a typical substrate from watercourse maintenance. The determined input values and the resulting data regarding the biogas yield lose representativeness due to the spatial scaling. However, the results indicate that feasibility of utilizing WCM critically depends on the accounting treatment of the costs for cutting, collecting, and transporting the biomass and the chosen disposal (Herbes et al. 2018). The range of costs is large, effected by management method, biomass amount as well as dry matter content (Röhl 2019). A drastic increase in costs would pose significant challenges to water and soil associations and their members (e.g. farmers). In the optimal case, costs balance out against potential incomes in this study.

Management concept

The calculated monetary values of the WCM do not flow in the expenses of the WBV in reality. The structures in the waste management do not provide the biomass to be remunerated when it is accepted. In reality, it remains a cost. Innovative concepts for the apportionment of the benefit must be apportioned or refinancing of the measures.

Scenario 1 – Funding of costs

WBV cannot fund some of their expenses through members alone. They are grant recipients for federal and state funds. Financing and funding possibilities are provided by the DWA 610 Mecklenburg-Western Pomerania supports measures through the funding guideline for the implementation of measures for water body restoration projects and projects according to FFH-RL as well as the funding guideline of the sustainable development of water bodies and wetland habitats (FöRiGeF). The measure of removal within the scope of water maintenance must be justified in the sense of FöRiGef.

Scenario 2 – on-site recovery

In this scenario, WBV is able to recycle its WCM independently through the implementation of a recycling plant. In addition to the costs for collection and transport, costs for investment in plant and operation are incurred. The advantage of this variant is that the generated yield flows back into returns flow directly into the expense of water maintenance.

Conclusion

There are ecological and economic interests in the development of new biomass sources and innovative utilization and recycling concepts. In accordance with the principles of the circular economy, there is a demand not to concentrate material loads in the system, but to decompose them by means of innovative treatment, refinement and utilization processes. The conditions are good. The water bodies in the country have been infrastructurally developed in the course of maintenance. The vegetation taken from the water body its slope considered harmless. There are strategically favorable collection points (short-term storage sites) that can be managed. In addition, there is an extensive network of disposal companies (Fig. 5).

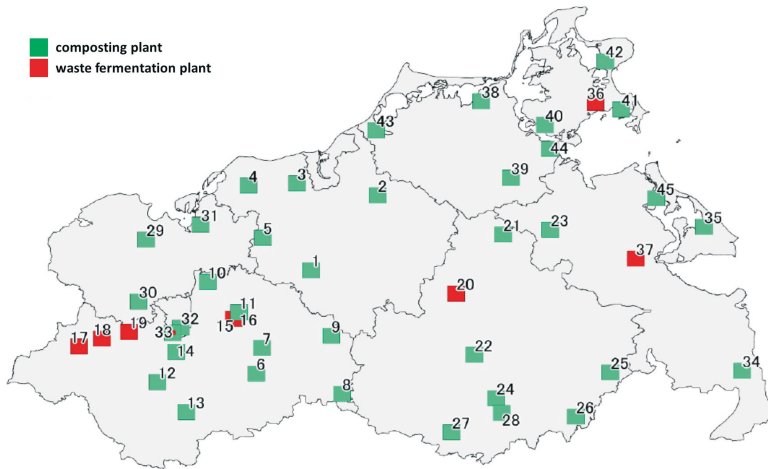


Fig. 5: Network of disposal companies in M-V Source: LUNG 2020

However, there is still no political and economic incentive for the establishment of value chains. The mown material is basically left at the top of the slope (see toleration obligations according to § 66 LWaG M-V). There must be initiatives like öKohle area-wide in the country, in order to integrate a substrate with local-specific but always recurring availability into the biomass market. The goal must be to establish regional value chains through long-term partnerships. For this purpose, the targeted determination of existing potentials is necessary in order to identify the best possible utilization option. Not only in terms of quantity, but also in terms of quality and composition (Röhl et al. 2019) It is important to have accurate values for balancing to provide an realistic estimate of biomass and methane yields. For this purpose, the Department is conducting an ongoing study on remote sensing of biomass potentials. As part of a pre-study, flight campaigns with an Unmanned Aerial System (UAS) were conducted over a selected water body corridor before and after (removal of the vegetation). The UAS is equipped with a high resolution RGB camera and a multispectral sen-

sor to cover the near infrared region. In parallel biomass samples were taken to measure different parameters such as fresh and dry matter content. In order to get the biomass for the whole test site, machine learning regression methods (e.g. Random Forest) were applied to link the samples with the UAS data. First results show good statistical relationships. In current investigations, the accumulation of nitrogen and phosphorus by the biomass is to be determined also with the help of a gas-liquid chromatography. The biomass potential of WCM with a view to utilization and the amount of nutrients accumulated by the water-associated vegetation will also be determined with this study. The results are to help in the region-specific development of biomass potentials. In addition, an extension of the test series at the investigation corridors provided by the WBV Rostock is planned. Thereby, more management scenarios, based on the idea of export, are to be investigated in order to examine the influence on the system. According to the last inventory from 2013, 85% of the flowing waters in Mecklenburg-Vorpommern do not meet the requirements for "good status" or "good ecological potential" and thus fail to meet the objectives of the WFD. Ecologically oriented waterbody development management is the basic prerequisite for improving quality, provided that proper discharge is observed (LUNG 2018). The approach to harvest and utilize highly productive free available biomass from water maintenance for bioenergy production may therefore serve as a model for the economically and environmentally sustainable management.

Acknowledgement

I would like to thank the team in our laboratory as well as the co-authors for their support to proceed this study. I also thank the entire Department of Waste and Resource Management for organizing and hosting the Rostock Energy Forum and for producing these fonts' series.

References

- DBFZ (2018): Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland
- Deutscher Verband für Landschaftspflege e.V. (2014): Vom Landschaftspflegematerial zum Biogas – ein Beratungsordner
- DWA 2010: Merkblatt DWA-M 610 - Neue Wege der Gewässerunterhaltung - Pflege und Entwicklung von Fließgewässern
- EEG (2012): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien
- FNR (2015): „Faustzahlen Biogas“, Publikation auf der Homepage, <http://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen/>
- Foth, S., Sprafke, J., Nelles, M. (2021): COASTAL Biogas – Utilization of seaweed (*Zostera marina*) as co-substrate in anaerobic digestion
- Gallegos, D., Wedwitschka, H., Moeller, L., Weinrich, S., Zehnsdorf, A., Nelles, M., Stinner, W. (2018): Mixed silage of Elodea and wheat straw as a substrate for energy production in anaerobic digestion plants, *Energy, Sustainability and Society*

- Herbes, C., Brummer, V., Roth, S., Röhl, M. (2018): Using aquatic plant biomass from de-weeding in biogas processes – an economically viable option?, Sustainability and Society
- KrWG (2012): Gesetz zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und Sicherung der umwelt-verträglichen Bewirtschaftung von Abfällen
- LMS Agrarberatung GmbH (2018): Ermittlung des Stickstoffdüngedarfs für Grün- bzw. Dauergrünland und mehrschnittigen Feldfutterbau, Rostock
- LUNG M-V (2016): Leitfaden Gewässerentwicklung und –pflege, Entscheidungswege für die Aufstellung von Gewässerentwicklungs- und Pflegeplänen (GEPP), Güstrow
- LUNG M-V (2020): Daten zur Abfallwirtschaft 2018, Güstrow
- Ministry of Agriculture and Environment (2017): Vorgehensweise bezüglich der Förderung landwirtschaftlich genutzter Flächen im Bereich von Gewässerrandstreifen
- Röhl, M., Roth, S., Schütz, W., Zehnsdorf, A., Herbes, C. (2019): Biogas production from submerged macrophytes – a case study of regional biomass potentials in Germany, Sustainability and Society
- Spliethoff, H., Braun-Unkloff, M., Krautkremer, B. (2005): Thermische Verwertung von Biomasse – Ausgangsstoffe und Konversionsverfahren
- WBV "Untere Warnow-Küste"
- Wedwitschka, H., Stinner, W., Moeller, L., Roth, S., Brummer, V., Röhl, M., Herbes, C., Zehnsdorf, A. (2016): Wasserpflanzen als Substrat für Biogasanlagen - praxisgerechte Silierung und Vergärung, 10th Rostocker Bioenergieforum on 16th and 17th Juni 2016 of The University of Rostock: Conference proceedings, Fontes Series Umweltingenieurwesen 58. The University of Rostock, Faculty of Agricultural and Environmental Sciences, Rostock, pp 259–265
- Zehnsdorf, A., Moeller, L., Stärk, H., Auge, H., Röhl, M., Stinner, W. (2017): The study of the variability of biomass from plants of the Elodea genus from a river in Germany over a period of two hydrological years for investigating their suitability for biogas production, Sustainability and Society
- Zentner, A. (2015): Entwicklung und Implementierung einer Methodik zur Erfassung der Grünschnittpotenziale von Siedlungs- und Verkehrsflächen in kommunale Verwertungsstrukturen
- <https://www.archea-biogas.de>
- <https://www.lfl.bayern.de>

Kontakt

Sebastian Foth, Wissenschaftlicher Mitarbeiter

Universität Rostock, Professur Abfall- und Stoffstromwirtschaft

☎ +49 (0)381.498-3405 | ✉ sebastian.foth2@uni-rostock.de

FORUM C

THERMISCHE NUTZUNG
FESTER BIOENERGIETRÄGER

Kommunale Abfallströme als Input von Bioenergieträgern – rechtliche Rahmen für die Erfassung und die Verwertung

Zusammenfassung: Bioabfälle stellen einen gewichtigen Anteil des Inputs von Bioenergieträgern. Ihr primärer Zweck ist allerdings auf eine ordnungsgemäße Entsorgung gerichtet. Das für die Entsorgung maßgebliche Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG) und die nachgeordnete Bioabfallverordnung (BioabfV) sehen eine Vielzahl von Regelungen für die Sammlung und Verwertung von Bioabfällen vor. Diese sind in den vergangenen zehn Jahren zugunsten eines verbesserten Recyclings sowie einer energetischen Nutzung auf eine getrennte Erfassung ausgerichtet worden. Bei näherer Betrachtung wird gleichwohl sichtbar, dass eine Vielzahl von Ausnahmen diesen Ansatz schwächen und damit Menge und Qualität der erfassten Bioabfälle zum Nachteil der übergeordneten ökologischen Ziele reduzieren.

Abstract: Biowaste is an important part of the overall input for bioenergy. Though the primary effort of dealing with biowaste is to fulfill all requirements of the Waste Management Act (KrWG), the respective regulations (including the Biowaste Ordinance – BioAbfallV) are meant to strengthen the recycling strategy by collecting biowaste separately and to stress the importance of re-using former waste. Unfortunately, a large number of exceptions (and loopholes) lower both quantity and quality of biowaste to be used as input for bioenergy.

1 Abgrenzung von anderem Input von Bioenergieträgern

Soweit Abfälle als Input von Bioenergieträgern zum Einsatz kommen, unterscheiden sie sich grundsätzlich von allen übrigen Bioenergieträgern bereits in ihrer „Produktion“. Erfolgt die Produktion der übrigen Bioenergieträger mit dem primären Zweck ihres energetischen Einsatzes, entspricht der Zweck der „Produktion“ von Abfällen zunächst dem Leitbild des § 1 KrWG: „Zweck des Gesetzes ist es, die Kreislaufwirtschaft zur Schonung der natürlichen Ressourcen zu fördern und den Schutz von Mensch und Umwelt bei der Erzeugung und Bewirtschaftung von Abfällen sicherzustellen“

Nach der Systematik des § 17 KrWG unterteilt sich der Abfallstrom in zwei unterschiedliche Herkunftsbereiche: einerseits solche Abfälle, die nach Maßgabe von Absatz 1 Satz 1 der Vorschrift von ihren Erzeugern oder Besitzern aus privaten Haushaltungen den nach Landesrecht zur Entsorgung verpflichteten juristischen Personen (öffentlich-rechtliche Entsorgungsträger) zu überlassen sind, und solche Abfälle, die nach Absatz 1 Satz 2 bei Erzeugern und Besitzern von Abfällen aus anderen Herkunftsbereichen anfallen. Letztere sind nicht zur Überlassung verpflichtet, da die betr. Abfälle grundsätzlich solche zur Verwertung sind. Diese

können von privaten Entsorgern, die im freien Wettbewerb untereinander agieren, entsorgt werden.

2 Definition des Bioabfalls

Soweit Abfälle als Bioenergieträger in Frage kommen, müssen diese Bioabfälle im Sinne des Gesetzes sein, die gem. § 3 Abs. 5a KrWG Teil der Siedlungsabfälle sind. § 3 Abs. 7 KrWG definiert sie als „biologisch abbaubare pflanzliche, tierische oder aus Pilzmaterialien bestehende (1.) Garten- und Parkabfälle, (2.) Landschaftspflegeabfälle, (3.) Nahrungsmittel- und Küchenabfälle aus privaten Haushaltungen, aus dem Gaststätten-, Kantinen- und Cateringgewerbe, aus Büros und aus dem Groß- und Einzelhandel sowie mit den genannten Abfällen vergleichbare Abfälle aus Nahrungsmittelverarbeitungsbetrieben und (4.) Abfälle aus sonstigen Herkunftsbereichen, die den in den Nummern 1 bis 3 genannten Abfällen nach Art, Beschaffenheit oder stofflichen Eigenschaften vergleichbar sind.“ In der Praxis machen organische Abfälle nach Erhebungen ca. 30 bis 40 % der gesamten Haushaltsabfälle in Deutschland aus.

Wie aus der Regelung zum Anwendungsbereich des KrWG in seinem § 2 Abs. 2 Nr. 5 ersichtlich, wird der Bioabfall von „natürlichen nicht gefährlichen land- oder forstwirtschaftlichen Materialien, die (...) zur Energieerzeugung aus einer solchen Biomasse durch Verfahren oder Methoden verwendet werden, die die Umwelt nicht schädigen oder die menschliche Gesundheit nicht gefährden“, abgegrenzt – und damit von einem wesentlichen Teil aller sonstigen Bioenergieträger.

3 Vorgaben der Getrennterfassung und Sammlung

Weitgehender abfallwirtschaftlicher Konsens für eine Vielzahl von Abfallfraktionen und ihre jeweiligen Kombinationen untereinander ist die Überzeugung, dass nur eine bereits bei ihrem Anfall ansetzende getrennte Erfassung und Sammlung eine möglichst hochwertige Verwertung der Abfälle überhaupt sicherstellen kann. Folglich besteht für beide o.g. Abfallströme (aus privaten Haushaltungen und anderen Herkunftsbereichen) eine grundsätzliche Getrennterfassungspflicht. Für private Haushaltungen verpflichtet § 20 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 KrWG die öffentlich-rechtlichen Entsorgungsträger, in ihrem Gebiet die dort angefallenen und überlassenen Bioabfälle getrennt zu sammeln. Erzeuger und Besitzer von gewerblichen Siedlungsabfällen (die nach § 2 Nr. 1 GewAbfV die wesentliche Untergruppe der Abfälle aus anderen Herkunftsbereichen bilden) sind nach § 3 Abs. 1 Satz 1 Nr. 7 GewAbfV verpflichtet, Bioabfälle getrennt zu sammeln (sowie ferner zu befördern und nach näherer Maßgabe des KrWG vorrangig der Vorbereitung zur Wiederverwendung oder dem Recycling zuzuführen).

Die Umsetzung der Vorgaben der Getrennterfassung erfolgt bei den öffentlich-rechtlichen Entsorgungsträgern durch diesbezügliche Regelungen in den Abfallsatzungen, in denen insb. Behältergrößen, Entsorgungsrhythmen und Vorgaben zur Bereitstellung der Behälter enthalten sind.

4 Verluste möglicher Bioenergieträger durch tatsächliche und rechtliche Schlupflöcher der Abfallerfassung

Eine konsequente Getrennterfassung ermöglicht theoretisch eine sehr hohe Menge und Qualität an geeigneten Inputstoffen. Die tatsächliche Praxis und rechtliche Ausnahme- und Sonderregelungen dezimieren jedoch den theoretisch hochwertigen und umfänglichen Stoffstrom beträchtlich.

4.1 Endstation Komposthaufen

Ein – jedenfalls in ländlichen Regionen - nicht unwesentlicher Teil des Bioabfallstroms endet bereits am Ort des Anfalls auf dem allseits bekannten Komposthaufen, der nach § 17 Abs. 1 Satz 1 KrWG als ausdrückliche Ausnahme von der Überlassungspflicht geregelt ist: So entfällt die Überlassungspflicht für (Bio-) Abfälle, „soweit (die Erzeuger und Besitzer der Abfälle) zu einer Verwertung auf den von ihnen im Rahmen ihrer privaten Lebensführung genutzten Grundstücke (...) in der Lage sind“. Genaue Zahlen über das Ausmaß der Eigenkompostierung liegen nicht vor.

Mit den Regelungen in § 17 Abs. 2 Satz 1 KrWG bestehen darüber hinaus noch weitere Ausnahmen von der Überlassungspflicht, insbesondere in Form von gewerblichen Sammlungen, deren Gegenstand als Abfälle zur Verwertung auch Bioabfälle sein können. Sie führen jedoch grundsätzlich nicht zu einer Verminderung des Stoffstroms. Vielmehr bewirkt die Regelung bei Vorliegen der Voraussetzungen einen Wechsel in der Entsorgungszuständigkeit und gestattet einen faktischen Wettbewerb zwischen öffentlich-rechtlichen Entsorgungsträgern und privaten Entsorgern, dessen Voraussetzungen (vorwiegend bei den Wertstoffen Altpapier und Altkleider) mit einer Reihe von höchstrichterlichen Entscheidungen des Bundesverwaltungsgerichts zu den umstrittensten Rechtsfragen des Abfallrechts gehören. Befürworter verweisen auf die durch den Wettbewerb erhöhte Erfassungsmenge, während Kritiker das „Rosinenpicken“ der privaten Entsorgungswirtschaft beanstanden. In der Praxis sind gewerbliche Sammlungen von Bioabfällen selten und meist auf Grünabfälle beschränkt.

4.2 Fehlende oder eingeschränkte Getrennterfassungssysteme

Trotz der seit der Gesetzesnovelle 2012 mit der Einführung des § 11 Abs. 1 KrWG (a.F. – nun: § 20 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1) und der seit dem 01.01.2015 bestehenden Getrenntsammlungspflicht verbleiben nach Erhebungen der Deutschen Umwelthilfe im Jahr 2020 insgesamt 19 Landkreise und kreisfreie Städte ohne getrennte Bioabfallsammlung. In diesen Kommunen wird der Stoffstrom faktisch über die Restabfalltonne entsorgt. In weiteren 28 Kommunen bietet der öffentlich-rechtliche Entsorgungsträger seinen Bürgern allein ein Bringsystem an. Dort besteht zwar eine Entsorgungsmöglichkeit, diese erfordert jedoch eine gesteigerte Mitwirkungspflicht, da die Bioabfälle vom Bürger zu Verwertungsanlagen, Wertstoffhöfen oder eher dezentralen, gemeinschaftlichen Sammelbehältern im öffentlichen Raum gebracht werden müssen, was naturgemäß zu gerin-

geren Mengen und bei fehlender (Sozial-) Kontrolle zu geringeren Qualitäten führen kann. Dabei besteht seit der KrWG-Novelle 2012 Streit über die Frage, ob aus den Getrenntsammlungspflichten zwingend die Verpflichtung des öffentlich-rechtlichen Entsorgungsträgers zum Angebot einer haushaltsnahen, also am Grundstück aufgestellten und dort entleerten Biotonne folgt oder aber ein Bringsystem ausreicht. Aufsichtsbehörden haben in den vergangenen Jahren einzelne Kommunen im Wege der Anordnung zur flächendeckenden Einführung einer Getrenntsammlung verpflichtet. Soweit die adressierten Kommunen Klage erhoben haben, sind sie – wie z.B. vor dem VG München (Urteil v. 28.11.2019, Az.: M 17 K 17.5282) – damit gescheitert.

Fehlende Getrennterfassungssysteme führen neben der bereits erwähnten Erfassung der Bioabfälle über die Restabfalltonne bei entsprechenden Fehlwürfen auch zu einer qualitativen Verschlechterung anderer getrennt erfasster Abfallfraktionen, wie z.B. Altpapier oder Alttextilien. Die Optimierung der Getrennterfassung eines Abfallstroms hat damit abfallwirtschaftlich noch eine weitere Funktion. In rechtlicher Sicht führt eine erhebliche Fehlbefüllung in der Regel dazu, dass die in dem betreffenden Behälter erfasste Menge insgesamt der Restabfallentsorgung zugeführt wird, soweit eine nachträgliche Sortierung ausscheidet (was bei nassen Abfällen der Regelfall ist).

4.3 Gesetzliche Ausnahmen von Getrennterfassungssystemen

Die grundsätzliche Getrenntsammlungspflicht des öffentlich-rechtlichen Entsorgungsträgers nach § 20 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 KrWG entfällt bei Vorliegen der Voraussetzungen des § 9 Abs. 1 und 3 Nr. 3 und 4 sowie Absatz 4. Dabei stellt § 9 Abs. 1 klar, dass die Getrenntsammlungspflicht nur dann gilt, „soweit dies zur Erfüllung der Anforderungen nach § 7 Abs. 2 bis 4 und § 8 Abs. 1 erforderlich“ ist. § 9 Abs. 3 Nr. 3 lässt die Erforderlichkeit der getrennten Sammlung entfallen, wenn „die getrennte Sammlung unter Berücksichtigung guter Praxis der Abfallsammlung technisch nicht möglich ist“. Eine weitere Ausnahme unter Kostenaspekten eröffnet Nr. 4 der Regelung. Maßgeblich ist demnach, dass die „getrennte Sammlung im Vergleich zur gemeinsamen Sammlung für den Verpflichteten unverhältnismäßig hohe Kosten verursachen würde“. Nach dem Willen des Gesetzgebers sind dabei zu berücksichtigen: „(a) die Kosten nachteiliger Auswirkungen auf Mensch und Umwelt, die mit einer gemeinsamen Sammlung und der nachfolgenden Behandlung der Abfälle verbunden sind, (b) die Möglichkeit von Effizienzsteigerungen bei der Abfallsammlung und -behandlung und (c) die Möglichkeit, aus der Vermarktung der getrennt gesammelten Abfälle Erlöse zu erzielen. Einen Vorgriff auf die nachgelagerte Verwertung eröffnet schließlich die einschränkende Regelung des § 9 Abs. 4 KrWG: „Soweit Abfälle zur Vorbereitung zur Wiederverwendung oder zum Recycling getrennt gesammelt worden sind, ist eine energetische Verwertung nur zulässig für die Abfallfraktionen, die bei der nachgelagerten Behandlung der getrennt gesammelten Abfälle angefallen sind, und nur soweit die energetische Verwertung dieser Abfallfraktionen den Schutz von Mensch und Umwelt unter Berücksichtigung der in § 6 Absatz 2

Satz 2 und 3 festgelegten Kriterien am besten oder in gleichwertiger Weise wie die Vorbereitung zur Wiederverwendung oder das Recycling gewährleistet. § 7 Absatz 4 gilt entsprechend.“

Auch wenn für Bioabfälle nur Teile des § 9 KrWG für die Ausnahme der Getrenntsammlungspflicht angeführt werden, diese also noch umfangreicher hätten ausfallen können: Der Umfang und die Komplexität der vorgenannten Regelungen erleichtern in der Praxis den adressierten Entsorgungsverantwortlichen, sich auf Ausnahmen zu berufen; zugleich bewirken die Ausnahmeregelungen eine erschwerte Umsetzung in die Praxis und insbesondere in die konkrete Kontrolle durch die dafür zuständigen Aufsichtsbehörden.

Ähnlich gelagert ist die Problematik im Bereich der gewerblichen Abfälle. Dort entfällt die grundsätzliche Getrenntsammlungspflicht nach § 3 Abs. 2, „soweit die getrennte Sammlung der jeweiligen Abfallfraktion technisch nicht möglich oder wirtschaftlich nicht zumutbar ist. Technisch nicht möglich ist die getrennte Sammlung insbesondere dann, wenn für eine Aufstellung der Abfallbehälter für die getrennte Sammlung nicht genug Platz zur Verfügung steht oder die Abfallbehälter an öffentlich zugänglichen Anfallstellen von einer Vielzahl von Erzeugern befüllt werden und die getrennte Sammlung aus diesem Grund durch den Besitzer nicht gewährleistet werden kann. Die getrennte Sammlung ist dann wirtschaftlich nicht zumutbar, wenn die Kosten für die getrennte Sammlung, insbesondere auf Grund einer sehr geringen Menge der jeweiligen Abfallfraktion, außer Verhältnis zu den Kosten für eine gemischte Sammlung und eine anschließende Vorbehandlung stehen.“ Soweit sich ein Erzeuger oder Besitzer von gewerblichen Siedungsabfällen auf diese Ausnahmegesetzvorschrift beruft, tritt zwar die nachgelagerte Pflicht zur Vorbehandlung nach § 4 GewAbfV in den Vordergrund. Demnach sind die „Erzeuger und Besitzer der nicht getrennt gehaltenen Abfälle verpflichtet, diese unverzüglich einer Vorbehandlungsanlage zuzuführen“. Gegenüber der Vorgängerregelung hat der Verordnungsgeber der novellierten GewAbfV gestattet, dass „in diesen Gemischen Bioabfälle (...) enthalten sein, soweit sie die Vorbehandlung nicht beeinträchtigen oder verhindern“. Die Kaskadenregelung des § 4 Abs. 4 GewAbfV enthält sodann noch einen Pflichtenkatalog für den Erzeuger und Besitzer bei Entfallen der vorgenannten (primären) Pflichten.

4.4 Unterbleibende Nutzung von Getrennterfassungssysteme

Selbst wenn – ob als Hol- oder Bringsystem – Getrennterfassungssysteme von den Entsorgungsverantwortlichen vorgehalten werden, kann eine Nutzung der Systeme durch Erzeuger oder Besitzer der Abfälle unterbleiben. Bioabfälle werden in der Praxis in Haushaltungen neben der Eigenkompostierung und der Entsorgung über die Biotonne zu kleinen Teilen über das Abwassersystem und im Übrigen über die Restabfalltonne sowie – als Fehlwürfe – auch über alle anderen (getrennt erfassten) Teilfraktionen miterfasst und beeinträchtigen, wie bereits zuvor ausgeführt, durch die Gemischterfassung die Verwertungsqualität des eigentlichen Abfallstroms.

4.5 Gegenmaßnahmen zur Förderung der Getrennterfassung

Unterbleibt eine Getrennterfassung durch die Erzeuger oder Besitzer von Bioabfällen bzw. erfolgt eine unzulässige Gemischterfassung, stehen lokalen und übergeordneten Behörden diverse Mittel zur Verfügung, die Beachtung der Vorgaben der Getrennterfassung gegenüber dem Adressaten durchzusetzen. Einfache Anordnungen können nach Maßgabe von § 62 KrWG ergehen. Ferner sind Ordnungswidrigkeitenverfahren sowohl grundsätzlich nach lokalem Satzungsrecht als auch nach § 69 KrWG möglich, wobei letztgenannte Vorschrift keine ausdrücklichen Tatbestände zur Erfassung (und auch Verwertung) von Bioabfällen enthält.

Darüberhinaus bietet das Satzungsrecht nach näherer Maßgabe der Kommunalabgabengesetze der Länder in Verbindung mit der kommunalen Abfallgebührensatzung Möglichkeiten der Förderung der Getrennterfassung durch Gebührenanreize. Dabei ist u.a. seit einer entsprechenden Grundsatzentscheidung des BVerwG (Urteil vom 20. 12. 2000, Az.: 11 C 7. 00) anerkannt, dass der Satzungsgeber Kosten der Bioabfallentsorgung durch die Restabfallentsorgung grundsätzlich quersubventionieren darf. Indem der Abfallbesitzer und Gebührenzahler den Bioabfall der teureren Restabfalltonne über die günstigere gesonderte Biotonne entsorgt, spart er Geld, da Letztere günstigere Entsorgungs- bzw. Leerungsgebühren verursacht. Allerdings hat die Höhe der möglichen Einsparung von Gebühren bei der Biotonne ihrerseits erkennbar Einfluss auf die Anzahl der Eigenkompostierer, die damit den Anteil am Gesamtstoff reduzieren, der einer energetischen Nutzung nicht zur Verfügung steht. Verwendet der Besitzer eine Biotonne, kann die Androhung einer kostenpflichtigen Rückweisung bzw. Kostenbeteiligung insgesamt auch bei der Durchsetzung einer hohen Qualität bzw. Reduzierung der Fremdstoffe helfen.

Schließlich führen informelle Handlungen, so z.B. bei Sichtung der Biotonnen vor Leerung, Vorort-Kontrollen durch Abfallbehörden, aber auch Öffentlichkeitsarbeit und Aufklärung zu höheren Mengen und besseren Qualitäten bei der Erfassung von Bioabfällen.

5 Vorgaben der Verwertung

Das KrWG sieht zunächst in seinen allgemeinen Bestimmungen vor, dass die Adressaten der Entsorgungspflichten nach erfolgter Überlassung bzw. Erfassung auch die Verwertung der Abfälle durchzuführen haben, wobei die Grundpflichten nach §§ 7 ff. KrWG zu beachten sind. Es folgen dann aber auch inhaltliche Anforderungen an die Verwertung von Bioabfällen. Unter der Überschrift der „Anforderungen an die Kreislaufwirtschaft für Bioabfälle“ enthält § 11 Abs. 2 KrWG eine Verordnungsermächtigung zur Förderung der Verwertung von Bioabfällen (und Klärschlämmen). Hierdurch kann „insbesondere“ festgelegt werden, „(1.) welche Abfälle als Bioabfälle oder Klärschlämme gelten, (2.) welche Anforderungen an die getrennte Sammlung von Bioabfällen zu stellen sind, (3.) ob und auf welche Weise Bioabfälle und Klärschlämme zu behandeln, welche

Verfahren hierbei anzuwenden und welche anderen Maßnahmen hierbei zu treffen sind, (4.) welche Anforderungen an die Art und Beschaffenheit der unbehandelten, der zu behandelnden und der behandelten Bioabfälle und Klärschlämme zu stellen sind sowie (5.) dass bestimmte Arten von Bioabfällen und Klärschlämmen nach Ausgangsstoff, Art, Beschaffenheit, Herkunft, Menge, Art oder Zeit der Aufbringung auf den Boden, Beschaffenheit des Bodens, Standortverhältnissen und Nutzungsart nicht, nur in bestimmten Mengen, nur in einer bestimmten Beschaffenheit oder nur für bestimmte Zwecke in Verkehr gebracht oder verwertet werden dürfen“. Die Vorschrift enthält in nachfolgenden Sätzen und Absätzen weitere Verordnungsermächtigungen für die gemeinsame Verwertung von Bioabfällen mit anderen Abfällen, Stoffen oder Materialien (Abs. 2 Satz 2), zu Verfahren zur Überprüfung der Anforderungen an die Verwertung von Bioabfällen (Abs. 3) sowie subsidiäre Landes-Verordnungen (Abs. 4). Sodann regelt § 12 KrWG recht umfassend die Qualitätssicherung im Bereich der Bioabfälle.

5.1 Umsetzung in der BioabfV

Der Ordnungsgeber hat von der vorgenannten Verordnungsermächtigung des § 11 Abs. 2 KrWG Gebrauch gemacht und die Bioabfallverordnung erlassen, die allerdings seit ihrem Erlass in der Kritik stand, da sie für die eigentlichen ökologischen Ziele des übergeordneten KrWG als zu unambitioniert galt. Dabei wird insbesondere der im Ergebnis unverändert hohe Anteil der Kompostierung bzw. die ausbaufähige Kaskadennutzung der Bioabfälle kritisiert. Nach aktuellen Schätzungen wird immer noch etwa die Hälfte der Bioabfälle kompostiert, ohne die entstehenden Biogase energetisch zu nutzen.

5.2 Novelle der BioabfV

Die BioabfV-Novelle, für die am 29.12.2020 ein erster Referentenentwurf vorgelegt worden war, ist aktuell in der Diskussion. Besonders umstritten sind dabei die Vorschläge zur Reduzierung der Fremdstoffe mit konkreten Begrenzungen des Anteils der Fremdstoffe und einhergehende Verpflichtungen der Anlagenbetreiber und der öffentlich-rechtlichen Entsorgungsträger. Dabei wird befürchtet, dass bei Umsetzung des Entwurfs der Aufwand bzw. Investitionsbedarf für die Fremdstoffentfrachtung in keinem vernünftigen Verhältnis zu dem zu erwartenden Erfolg steht.

Literatur/Quellen

BeckOK (2021): UmweltR/Dippel KrWG § 20.

GGSC (2021): Neufassung der BioabfV. Großer Wurf oder Irrweg?

Schmehl/Klement (2019): GK-KrWG – Gemeinschaftskommentar zum Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG)

Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz (2019): Hochwertige Behandlung und Verwertung von Bio- und Grüngut im Freistaat Thüringen

Umweltbundesamt (2015): Verpflichtende Umsetzung der Getrenntsammlung von Bioabfällen

Umweltbundesamt (2012): Optimierung der Verwertung organischer Abfälle.

Kontakt

Dr. Frank Wenzel, Rechtsanwalt, Fachanwalt für Vergaberecht, Partner

Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB

☎ +49 (0)30.72610-260 | ✉ wenzel@ggsc.de | 🌐 www.ggsc.de

Ingo Hartmann, Georg Krämer, Wolfgang Wiest, Jörg Ho,
Dominic Hess, Christian Thiel, Jan Kossack,
Leander Lehmenkühler, Mario König

Entwicklung einer mit Präzisionshackgut beschickten emissionsarmen Einzelraumfeuerungsanlage

Zusammenfassung: Das Ziel des mit Mitteln von BMEL/FNR geförderten Verbundvorhabens „Entwicklung einer emissionsarmen Einzelraumfeuerung für bedarfsgerecht erzeugte und qualitätsgesicherte Holzhackschnitzel“; Förderkennzeichen: 22016817 (Fachhochschule Südwestfalen, Energie Holz Hess GmbH & Co. KG, IBT-Krämer, DBFZ) ist die Entwicklung eines ökonomisch vielversprechenden Technologiedemonstrators für einen Hackschnitzelofen sowie die Demonstration der Praxistauglichkeit inklusive der notwendigen Brennstoffkette in einer realen Einsatzumgebung. Die Forschungsarbeiten zeigen, dass der Einsatz von Präzisionshackgut in der entwickelten Einzelraumfeuerung möglich ist. Trotz der überwiegend niedrigen Verbrennungsleistung (< 4 kW) konnten für alle getesteten Brennstoffsortimente im stationären Zustand CO- sowie Staubemissionen unter den Grenzwerten der 1. BImSchV gemessen werden. Die Feuerung lässt sich sowohl mit Buchen- als auch mit Fichtenpräzisionshackgut emissionsarm betreiben, wobei mit Fichtenholz etwas mehr Staub im Abgas gemessen wurde. Mit den trockeneren Hackschnitzeln konnten zudem bessere Ergebnisse als mit Holzpellets erzielt werden.

Abstract: The aim of the BMEL/FNR funded joint project „Entwicklung einer emissionsarmen Einzelraumfeuerung für bedarfsgerecht erzeugte und qualitätsgesicherte Holzhackschnitzel“; Förderkennzeichen: 22016817 (Fachhochschule Südwestfalen, Energie Holz Hess GmbH & Co. KG, IBT-Krämer, DBFZ) is the development of an economically promising technology demonstrator for a wood chip furnace as well as the demonstration of the practical suitability including the necessary fuel chain in a real operating environment. The research demonstrates that the use of precision wood chips in the developed single room furnace is achievable. Despite the mostly low combustion output (< 4 kW), CO and dust emissions below the limits of the 1st BImSchV could be achieved for all tested fuel assortments under steady-state conditions. The furnace can be operated with low emissions with both beech and spruce precision wood chips, whereby slightly more dust was measured in the flue gas with spruce wood. Moreover, better results were obtained with the more dry wood chips than with wood pellets.

1 Kurzvorstellung des Projektes

Die FH Südwestfalen, die Energie Holz Hess GmbH & Co. KG und das IBT-Krämer sowie das DBFZ bearbeiten ein von der FNR gefördertes Projekt zur Entwicklung einer emissionsarmen automatisch beschickten Einzelfeuerungsanlage mit 4 kW Nennleistung, welche mit Präzisionshackschnitzel betrieben werden kann. Dabei ergeben sich günstigere Brennstoffkosten im Vergleich zu

Pellets. Ein mit der Scheitholzverbrennung vergleichbares Flammenbild soll dabei ermöglicht werden. Naturbelassene Stammholzsortimente werden für die Präzisionshackschnitzel genutzt, welche dezentral hergestellt werden können und eine regionale Vermarktung ermöglichen, wobei anerkannte Qualitätsstandards einzuhalten sind.

Die Entwicklungsrouten beinhaltet dabei technisch erfolgreiche Grundprinzipien. Beispielsweise werden Verbrennungstechnologien aus dem Kesselbau genutzt und diese auf die Neuentwicklung übertragen. Dabei erfolgt der Einsatz des kontinuierlichen Brennstoffeinschubs seitlich wie bei einer Rostfeuerung oder klassisch von unten wie bei einer Unterschubfeuerung. Die Primärluft wird seitlich zugeführt. Das sorgt für eine konstante und regelbare Leistung und für ein stabiles Glutbett ohne Aufwirbelung von Asche. In der Ausbrandzone werden dann die Vermischung der Brenngase mit Sekundärluft sowie die Temperatur und die Verweilzeit optimiert.

2 Brennstoff Präzisionshackschnitzel

Präzisionshackgut (PHG) (siehe Abb. 1) ist ein nachhaltig verfügbarer und homogener Holzbrennstoff aus entrindetem Nadel- oder Laubholz, der mit optimierten Parametern marktüblicher Hacker hinsichtlich hoher Ausbeute auf 8 bis 16 mm Faserlänge gehackt wird. Es wird verbrennungstechnisch günstig auf einen Wassergehalt M 14 getrocknet und von Fein- und Grobanteil separiert. Es kann mit Pumpwagen oder als Sackware ausgeliefert werden.



Abb. 1: Präzisionshackgut (PHG) (unten links) im Vergleich zu anderen Hackschnitzeln. Foto: IBT-Krämer

Präzisionshackgut ist feinanteilarm, lagerstabil und bildet kein CO. Die Partikelgröße orientiert sich an durchschnittlichen Holzpellets (vgl. Abb. 2), um Schneckenförderung, Brennstoffdosierung und Verbrennungsprozess direkt vergleichen zu können. Ein 4-kW-Ofen mit 30 Litern Vorratsbehälter kann mit Präzisionshackgut einen Abend lang (bis 6 h) heizen.

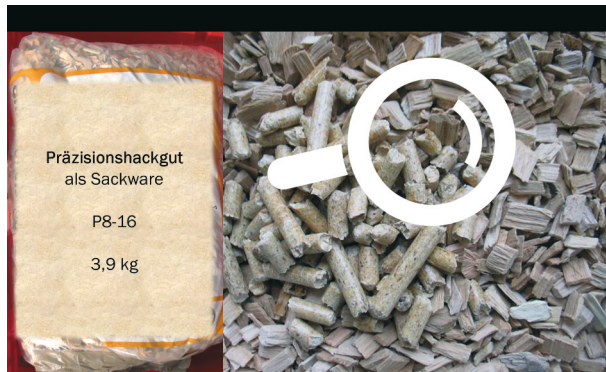


Abb.2: Präzisionshackgut (PHG) im Vergleich zu Pellets. Foto: IBT-Krämer

3 Umsetzungskonzept für die PHG-Logistikkette

Nachfolgend wird die Frage beantwortet, ob der für Hackschnitzel-Einzelf Feuerungen bedarfsgerecht aufbereitete Brennstoff in Menge und Qualität flächendeckend bereitgestellt werden kann. Grundsätzlich sind dazu drei Produktionspfade (vgl. Abbildung 4) denkbar, die selbst bei bundesweit zentraler Produktions- und Vertriebsaktivität eine flächendeckende Erzeugung und regionale Versorgung von Präzisionshackgut ermöglichen. Sobald sich dieser Markt etabliert und zu wachsen beginnt, werden regionale Wettbewerber hinzukommen.

a) Forstwirtschaftliche Produktion:

Die forstwirtschaftliche Produktion beinhaltet das Entrinden von Energieholz auf der Fläche mit mobiler Entrindungsanlage sowie das Hacken auf Qualität (nicht nach Durchsatzleistung) mit mobilem Hacker mit anschließender Grobsortierung hinsichtlich Überlängen und Überkorn sowie Feinanteil. Das so produzierte forstliche Halberzeugnis wird zu einem zentralen Aufbereitungsstandort zur Veredelung und Homogenisierung transportiert und in einen Vorratsbehälter mit Schubbodenaustragung entladen. Dort wird das Hackgut über ein Grobsieb auf einen Querförder- und Schrägförderer in einen Durchlauf trockner gefördert (vgl. Abb. 3). Nach der Trocknung und Konditionierung (Feuchteausgleich) werden die Hackschnitzel auf ein kurzes Grobsieb in ein Trommelsieb mit 8 mm Rundloch ausgetragen und vom Feinanteil separiert. Entweder werden die Hackschnitzel sofort in 25-Liter-, 50-Liter-Säcke oder in Big-Packs abgesackt oder als lose pumpfähige Ware über ein Förderband eingelagert.



*Abb:3: Entinden, Hacken, Sieben und Trocknen zur Herstellung von Präzisionshackgut (PHG)
Foto: IBT-Krämer*

Hierbei sind Varianten für Holzhackgut mit großtechnischem mobilen Ent-rinder und mobilem Hacker denkbar, wie diese in Nordamerika eingesetzt werden. Aber auch Schneckenhacker für luftgetrocknetes Kurzumtriebsholz oder mit Harvester maschinell entrindetes und auf Fasersättigung vorgetrock-netes Stammholz aus Durchforstung mit Durchmesser von (7 cm) ... 12 cm ... 20 cm sind möglich.

b) Holzwirtschaftliche Produktion:

Die holzwirtschaftliche Produktion mit Hochleistungshacker für ausgewählte Rohholzsortimente, die definierte Holzhackschnittzel aus Roh- und Restholz in einer engen vorgegebenen Partikelgrößenverteilung mit nachgelagerter Siebung erzeugen und direkt in einen Durchlauftrockner fördern, aus dem bedarfsgerecht getrocknetes Präzisionshackgut auf Ziel gesiebt und von Überkorn und Feinanteil separiert werden, entspricht dem hier verwendeten Prüfbrennstoff. Oder der Einsatz eines Zerspaners zur PHG-Erzeugung als Koppelprodukt bei der Ausformung von Rundholz zu Bauholz und Halberzeug-nissen ist denkbar.



Abb.4: Schema der Produktionspfade zur Herstellung von Präzisionshackgut (PHG)

4 Feuerungsdetails, Emissionsminderung und Messergebnisse

4.1 Anlage mit 4 kW – Entwicklungsergebnisse hin zum Prototyp

Um gegenüber herkömmlichen Öl- und Gasfeuerungen wettbewerbsfähig zu sein und einen ressourcenschonenden und effektiven Einsatz von Biomassebrennstoffen zu ermöglichen, ist die Entwicklung und Verfügbarkeit von emissionsarmen, flexibel betreibbaren und hocheffizienten Kleinstfeuerungen im Leistungsbereich unter 4 kW ein wesentliches Ziel für die Änderung der Energielandschaft weg von fossilen und hin zu erneuerbaren Energien. Mit der angestrebten Entwicklung soll eine Technik verfügbar gemacht werden, die vor allem im Hinblick auf verbesserte Gebäudestandards hinsichtlich Wärmedämmung sowie beim Einsatz in Niedrigenergie- und Passivhäusern und einem daraus resultierenden sinkenden Wärmebedarf mit einem CO₂-neutralen Energieträger und durch die Vermeidung von Emissionen wie Ruß und Methan, einen Beitrag zu Klimaschutz leisten kann. Bei den aktuell am Markt verfügbaren Techniken in diesem Leistungsbereich dominieren nicht automatisierte handbeschickte Scheitholzfeuerungen – bspw. Kaminöfen oder Speicherfeuerstätten – mit batch-weiser Betriebsweise, wobei aufgrund der möglichen Bedienfehler

höhere Emissionen und geringe Wirkungsgrade im Vergleich zu kontinuierlich und automatisch beschickten Anlagen auftreten können. Hinzu kommt, dass die Abdeckung des Leistungsbereiches unter 4 kW nur durch den Betrieb der bisher am Markt verfügbaren Feuerungen im Teillastmodus abgedeckt werden kann, was eine zusätzliche Erhöhung der Emissionen an CO und flüchtigen organischen Verbindungen (VOC = Org.-C) sowie eine geringere Nutzungseffizienz zur Folge haben kann.

4.1.1 Feuerungsprinzip

Im Hinblick auf die Feuerungsart wurde das Prinzip des seitlichen Einschubs gewählt, welches bisher vorwiegend bei Kesselanlagen, vor allem bei Hackschnitzelkesseln, eingesetzt wird. Für Einzelraumfeuerungen wurde dieses Prinzip bisher nicht näher untersucht, obwohl es niedrige Emissionen ermöglicht (vgl. Abb. 5).

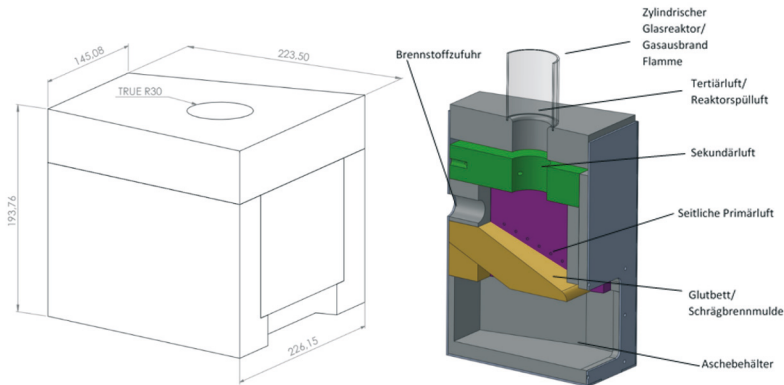


Abb. 5: Prinzipdarstellung Prototyp des PHG-Ofens

So wird bei dem in diesem Projekt untersuchten Prinzip der Brennstoff seitlich über eine Dosierschnecke auf eine schräg gestellte Brennmulde in den eigentlichen Feuerraum eingebracht. Dies ist ähnlich zu einer Treppenrostfeuerungsart, wie diese im Kesselbereich bereits seit vielen Jahren eine breite Anwendung findet, wobei die Verbrennungsluft als Primärluft durch Luftdüsen im Seitenbereich der Brennmulde eingeblasen wird. Die Sekundärluft wird oberhalb des Rostes bzw. des Glutbetts und vor Eintritt in die Nachbrennkammer zugeführt. Auf eine Rostluftzufuhr wurde verzichtet, um eine Glutbettaufwirbelung zu vermeiden und gleichzeitig eine Glutbetttemperaturkontrolle zu ermöglichen. Des Weiteren erfolgt über die Dosierschnecke eine kontinuierliche Brennstoffzufuhr mittels eines drehzahlgesteuerten Schneckendosierers. Somit kann eine chargenweise Brennstoffdosierung und ein damit verbundener Chargenabbrand vermieden werden. Die Zufuhr der Sekundärluft erfolgt nach der Primärzone kurz vor dem Rohrverbrennungsreaktor, wodurch eine Trennung von Primär- und Sekundärbereich ermöglicht wird. Für den möglichst vollständigen Gasausbrand

ist zudem eine Tertiärluftzufuhr unterhalb des zylindrischen Flammenreaktors aus Glas integriert worden, welche zudem als Spülluft eine Ablagerung von Verbrennungsprodukten an dem derzeit genutzten Glasreaktor verhindert. Der vergleichsweise „kleine“ Glasreaktor (kleiner Durchmesser) für eine 360°-Ansicht der Flamme ist bewusst gewählt worden, um die Flamme allseitig visuell beobachten zu können. Durch die vergleichsweise kalte Glaswand (hier aus Quarzglas) wird bei Flammenkontakt Ruß gebildet, der sich an der inneren Glasreaktorwand ablagert, wenn keine Tertiärluft/Reaktorspülluft eingesetzt wird. Für eine Übertragung auf eine marktnahe Geometrie in Zusammenarbeit mit einem Ofenhersteller müssen hierzu entsprechende Design- und Optimierungsstudien in einer möglichen Projektphase 2 durchgeführt werden.

4.1.2 *Regelungsansatz*

Die Entwicklung einer Verbrennungsregelung zur Erzielung eines emissionsarmen Dauerbetriebs mit einer Leistungsmodulation unter 4 kW ist gegenwärtig in der Untersuchung. Aktuell erfolgt lediglich eine automatische Unterdruckregelung mittels Rauchsaugers. Dabei wird der benötigte Zug als Sollwert vorgegeben und im Abgleich mit einem Drucksensor eingeregelt. Die Anpassung der Einstellungen weiterer Aktoren wie Dosierer und Zündung erfolgen gegenwärtig noch durch Vorgabe einer konstanten Einstellung/manuelle Steuerung. Die Einbindung weiterer Funktionen sowie das Aufsetzen einer vollständig automatischen Regelung ist für den weiteren Entwicklungsprozess geplant. In diesem Zuge soll eine vollautomatische Leistungs- und Lambda-Regelung sowie Funktionen für einen automatischen Anlagenbetrieb umgesetzt werden. So könnte beispielsweise anhand eines Startsignals für die Anlage der automatische Start aller Sensoren, des Rauchsaugers sowie die Regelung der Primär- bzw. Sekundärluftströme mit nachgeschaltetem Start des Dosierers und des Zündelementes erfolgen.

4.1.3 *Emissionsminderung*

Im Hinblick auf mögliche Emissionsminderungen erfolgen aktuell Untersuchungen bezüglich primärer als auch sekundärer Maßnahmen. So soll durch den Einsatz einer Leistungs- und Lambda-Regelung eine Verbrennungsoptimierung vor allem im Hinblick auf die Luftstufung von Primär- und Sekundärluftströmen und somit auch auf ausreichend hohe Temperaturen in der Ausbrandzone erfolgen. Des Weiteren wird der Einsatz von Sekundärmaßnahmen untersucht, wobei der Fokus hier auf der katalytischen Emissionsminderung liegt. Durch den Einsatz eines brennraumnahen edelmetallfreien Abgaskatalysators getragen auf porösen Hohlkugeln im Bereich des Glasreaktors kurz oberhalb der Flamme sollen die Luftschadstoffe CO, CH₄, NO_x, PAK und Rußpartikel weitgehend reduziert werden, um dem Ziel einer möglichst emissionsfreien Verbrennung näher zu kommen.

4.1.4 Messergebnisse

Die bisher durchgeführten Messungen zeigen im Hinblick auf die Emissionen Ergebnisse im Bereich am Markt verfügbarer Pelletöfen. So werden die Anforderungen hinsichtlich der 1. BImSchV für Kaminöfen bereits unterschritten, obwohl bisher noch keine weitergehende Optimierung der Brennkammer durchgeführt wurde (vgl. Abb. 6). Sowohl beim Betrieb mit Präzisionshackschnitzeln als auch beim Betrieb mit Holzpellets konnten Werte für $\text{CO} < 50 \text{ mg/m}^3$, für $\text{Org.-C} < 20 \text{ mg/m}^3$ und für Staub im Bereich um 30 mg/m^3 erzielt werden. Mit den angestrebten Emissionsminderungsmaßnahmen sowie einer Optimierung der Brennkammer sollen die Emissionen noch weiter reduziert werden. Um diese Maßnahmen optimal und aufeinander abgestimmt realisieren zu können und so das Ziel einer annähernd „emissionsfreien“ Feuerung zu erreichen, ist das Knowhow eines Feuerungsherstellers unabdingbar, weshalb eine Kooperation mit einem Praxispartner gewünscht und auch benötigt wird.

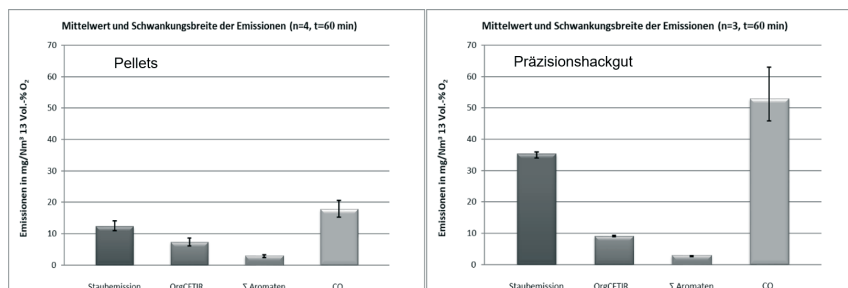


Abb. 6: Mittelwerte und Schwankungsbreiten der gemessenen Emissionen für Staub, Org.-C, Aromaten und CO beim-Betrieb des Prototyps; links mit EN-Plus Holzpellets; rechts mit Präzisionshackschnitzeln

Derzeit erfolgen Untersuchungen mit einem neuartigen edelmetallfreien Manganoxid-basierten Oxidationskatalysators integriert oberhalb der Flammenzone des Glasreaktors, der mit einer am DBFZ entwickelten umweltfreundlichen Einstufen-Synthese auf porösen Al_2O_3 -Hohlkugeln aufgebracht wird. Diese Ergebnisse sind sehr vielversprechend und lassen erwarten, dass eine Minderung der kohlenstoffreichen Schadstoffe auf das Niveau weiter unter den Emissionswerten von Pelletfeuerungen ohne Katalysator möglich ist.

4.2 Versuchsfeuerung für Brennstoffuntersuchungen

Die für die Brennstoffuntersuchungen genutzte Versuchsfeuerung wurde nach gemeinsamer Festlegung des Feuerungskonzeptes am DBFZ aufgebaut und stellt eine Vorstufe zu der in 4.1 beschriebenen Feuerung dar. Das Prinzip dieser Versuchsfeuerung ist identisch zu den Darstellungen unter Abschnitt 4.1.1. Allerdings war es notwendig, die Brennkammer in einen handelsüblichen einfachen Scheitholzkaminofen zu integrieren, um einen reproduzierbaren Betrieb für die Brennstoffuntersuchungen zu ermöglichen. Deshalb wurde diese Brennkammer

von den Abmessungen her etwas kleiner ausgeführt. Das Grundkonzept für die Integration der Versuchsbrennkammer in einen bestehenden Scheitholzkaminofen ist in Abb. 7 dargestellt.

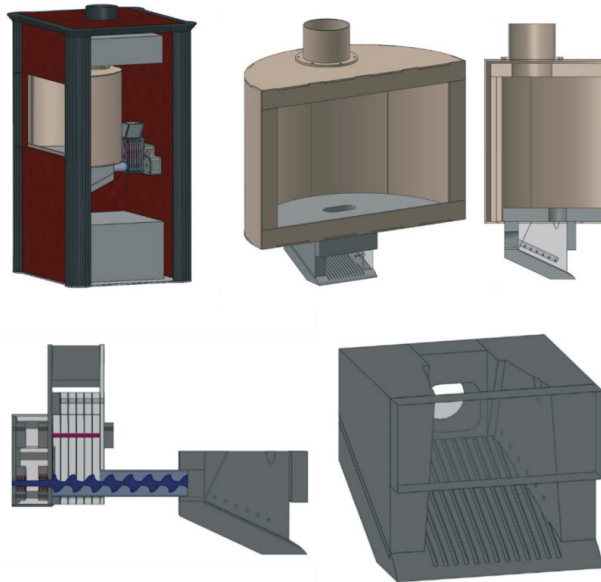


Abb.7: Schematische Darstellung des Versuchsofens für die Brennstoffuntersuchungen, oben links Gesamtkonzept, oben rechts Vorder- und Seitenansicht von links der Brennkammer, unten links Seitenansicht von links des Brennstoffeintrags, unten rechts Frontansicht Primärzone

4.2.1 Messbedingungen und Messergebnisse zu den Brennstoffuntersuchungen

Die Durchführung der Messungen erfolgte am Standort Meschede der Fachhochschule Südwestfalen. Der Prüfstand entspricht in seiner Ausstattung den in DIN EN 16510-1 (Häusliche Feuerstätten für feste Brennstoffe – Teil 1: Allgemeine Anforderungen und Prüfverfahren) definierten Anforderungen. Durch Sensoren annähernd in Echtzeit messbar sind die im Folgenden genannten Abgasbestandteile. Die Messung von Feststoffpartikeln hingegen wurde gravimetrisch vorgenommen.

- Sauerstoff (O_2)
- Kohlenstoffmonoxid (CO)
- Kohlenstoffdioxid (CO_2)
- Stickstoffoxide (NO_x)
- Kohlenwasserstoffverbindungen (C_nH_m)

Durch einen Frequenzumrichter konnte die Drehzahl des im Schornstein verbauten Ventilators gesteuert und der Zug angepasst werden, wobei der Differenzdruck für alle Versuche konstant bei 12 Pa eingestellt wurde. Die wichtigsten Ergebnisse sind in Tabelle 1 dargestellt. Als Leitkomponente zum Vergleich verschiedener Brennstofftypen wurde der CO-Gehalt im Abgas bezogen auf 13 Vol.-% Sauerstoff herangezogen. Zum Vergleich der Feuerungsleistung in den stationären Phasen kann der CO₂-Anteil verwendet werden. Die tatsächlichen Brennstoffmassenströme waren nur eingeschränkt bestimmbar. Die Staubmessungen wurden ebenfalls auf einen Sauerstoffgehalt von 13 Vol.-% im Abgas bezogen.

Tab. 1: Messergebnisse der Brennstoffuntersuchungen

Brennstoff	Dauer [HH:MM]	O ₂ [%]	CO ₂ [%]	CO (13% O ₂) [ppm]	NO [ppm]	T _{glut} [°C]	T _{sf} [°C]	Staub [mg / m ³]
Fichte W14 P8-12	2:15	15,4	5,6	66,7	48,9	783,9	247,2	13,0
Fichte W14 P12-16	1:00	15,4	5,5	40,0	48,4	841,9	244,0	19,0
Buche W14 P12-16	0:45	16,6	4,5	69,7	48,3	814,5	223,4	11,0
Buche W7 P8-12	3:00	15,9	5,1	56,6	53,5	726,2	234,6	14,0
Holzpellets (w = 9,2%)	1:15	15,8	5,2	110,6	48,4	639,5	226,8	8,0
Buche W18 P8-12	1:30	16,9	4,2	137,6	46,0	852,3	225,6	13,0
Fichte W18 P8-12	1:15	15,7	5,2	112,8	47,1	903,1	240,5	23,0
Buche W18 P12-16	1:45	16,9	4,1	115,2	44,7	771,3	217,8	24,0
Buche W7 P12-16	2:00	16,9	4,2	88,6	45,8	789,3	218,1	14,0
Fichte W7 P8-12	1:15	15,8	5,1	69,3	44,2	826,4	239,8	26,0
Buche W14 P8-12	2:00	16,0	5,0	56,7	52,6	852,1	229,4	19,0

4.2.2 Diskussion der Brennstoffuntersuchungen

Die Versuche zeigen, dass der Einsatz von Präzisionshackgut in der entwickelten Einzelraumfeuerung möglich ist. Trotz der überwiegend geringen Verbrennungsleistung (< 4 kW) konnten für alle getesteten Sortimente im stationären Zustand CO- sowie Staubemissionen unter den Grenzwerten der 1. BImSchV (hier Pelletöfen) gemessen werden. Die Feuerung lässt sich sowohl mit Buchen- als auch mit Fichtenpräzisionshackgut emissionsarm betreiben, wobei mit Fichtenholz etwas mehr Staub im Abgas gemessen wurde. Deutlich ist der Einfluss des Wassergehaltes, d.h. alle Sortimente mit w = 18 Ma.-% wiesen signifikant höhere CO-Emissionen auf als bei geringeren Wassergehalten. Zwischen w = 14 Ma. % und w = 7 Ma.-% hingegen konnte diesbezüglich kein Unterschied festgestellt werden. Mit den trockeneren Hackschnitzeln konnten zudem bessere Ergebnisse als mit Holzpellets erzielt werden, wobei diese Versuchsfeuerung bzw. die Brennstoffdosierung auch nicht für Holzpellets ausgelegt ist. Schwierig stellt sich für alle Sortimente die nicht konstante Förderleistung durch abnehmende Förderhöhe im Vorrat und Brückenbildung dar. Insbesondere die

Partikelgröße P12-16 verhält sich mit der eingesetzten Dosierschnecke in der Einzugszone problematisch. Ein bisweilen auftretendes Volllaufen der Kammer steht mit der provisorischen Entaschung sowie der Rauheit der Brennstoffmulde (bedingt durch den Werkstoff des Prototyps) in Verbindung. Eine tiefgehende Analyse lassen hier nur weitere Versuche an der modifizierten Konstruktion zu, welche derzeit am DBFZ in der Entwicklung weiter vorangetrieben werden. Für die Bewertung des Flammenbildes (als entscheidendes Kriterium für eine angestrebte spätere Vermarktung) sind entsprechende Daten und Videos aufgezeichnet worden, die Auswertung erfolgt im weiteren Projektverlauf.

6 Fazit und Kooperation mit Ofenherstellern und Brennstofflieferanten

Variationen des Brennstoffs in der Versuchsbrennkammer haben ergeben, dass,

- lufttrockene Brennstoffe am besten geeignet sind
- im untersuchten Bereich von 8-16 mm die Stückigkeit keinen großen Einfluss hat
- die Fördertechnik insgesamt an den Brennstoff angepasst werden muss und kann
- und die unterschiedliche Schüttdichte der verschiedenen Holzarten eine Anpassung der Förderleistung der Dosierung erfordert

Die Emissionen lagen dabei insgesamt, noch ohne weitergehende Optimierung der Brennkammer, schon im Bereich guter Pelletöfen. Aus Marktsicht müssen weitere Kriterien erfüllt sein. Neben dem Produktdesign, das in dieser Phase noch ausgeklammert wurde, sind das als wichtige Randbedingungen der Bedienkomfort, die Geräuschkulisse und nicht zuletzt das Flammendesign, das ganz wesentlich das Feuererleben bestimmt. Diese werden im Rahmen des Projektes explizit betrachtet.

Präzisionshackgut kann kostengünstig, nachhaltig und qualitativ mit Pellets vergleichbar hergestellt werden. Es ist eine Frage der Zeit, wann beide Brennstofftypen – Holzpellets und Präzisionshackgut – in derselben Feuerungsanlage einsetzbar werden. Es ist sehr wahrscheinlich, dass diese Entwicklung zunächst über Contractinganlagen erfolgen wird.

Die Entwicklung eines emissionsarmen automatisch beschickten Ofens für Präzisionshackgut mit zeitgemäßem Flammenbild und Raumwärmebeitrag (inkl. Substitution von Gas und Strom für die Zentralheizung) ist eine zusätzliche Chance zur Substitution von anderen häuslichen Wärmequellen. Dies wird insbesondere als Ergänzung zu Wärmepumpen interessant, wenn deren Leistungszahl bei kalter Witterung stark sinkt.

Das Projektkonsortium bestehend aus anerkannten Partnern für Forschung und Entwicklung ermöglicht für Ofenhersteller eine kooperative Entwicklung eines

PHG-Ofens auf Basis der Projektergebnisse mit dem Vorteil geringer Entwicklungskosten. Dabei sind Emissionsmessungen als Vorarbeiten zur Typenprüfung möglich. Dies eröffnet einem Ofenhersteller die Herstellung und Vermarktung eines neuartigen Ofentyps mit Alleinstellungsmerkmal, da es noch keine vergleichbaren Hackschnitzelöfen gibt.

Gleichzeitig wird bereits an Herstellung und Vermarktung eines PHG-Brennstofftyps ($M14 \pm 2,5$, $8 \text{ mm} < P \leq 16 \text{ mm}$, Fichte oder Buche, Sackware) mithilfe des Erfahrungswissens und der Qualitätssicherung durch Projektpartner gearbeitet und ein Folgeprojekt für ein Technikum im Produktionsmaßstab wird vorbereitet.

Sobald die erste Feuerungsanlage als Demonstrator zuverlässig betrieben und mit Präzisionshackgut versorgt wird, können sich beteiligende Ofenhersteller die Option nutzen, dass die Anlage alternativ zu Holzpellets auch mit Präzisionshackgut gefeuert werden kann.

Kontakt

Prof. Dr. rer. nat. Ingo Hartmann

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

☎ +49 341 2434 541 | ✉ ingo.hartmann@dbfz.de | 🌐 www.dbfz.de



Fachagentur Nachhaltige Rohstoffe e.V.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Ernährung
und Landwirtschaft

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Maximilian Wenzel, Wendelin Wichtmann, Tobias Dahms,
Nina Körner, Volker Beckmann, Mirko Barz, Guy Kabengele

Der Einfluss verschiedener Erntetermine auf die Zusammensetzung der verbrennungskritischen Inhaltsstoffe in Biomasse aus Paludikultur

Anmerkung: Aufgrund von langwierigen Verzögerungen im Laborbetrieb der Universität Greifswald liegen wichtige Messergebnisse für den hier beschriebenen Tagungsbeitrag noch nicht vor. Ich bitte vielmals um Verständnis. Die Messreihen sind am Tag der Präsentation vollständig.

Zusammenfassung: Auf ca. 400 ha ehemals entwässerten Moorflächen am Kummerower See (Mecklenburg-Vorpommern) wird Biomasse als Brennstoff für ein Biomasseheizwerk in Malchin geerntet. Die heutige Vegetation der Flächen ist durch Sukzession entstanden, es bildeten sich große Bestände mit unterschiedlich diversen Artzusammensetzungen von Seggen (*Carex* sp.) und Rohrglanzgras (*Phalaris arundinacea*) aus. Während die Ernte hauptsächlich um den August herum stattfindet, erschwert der teilweise stark schwankende Wasserstand des Sees die Arbeit. Wenngleich das Erntezeitfenster relativ klein ist, sind starke Schwankungen in der Biomassequalität erkennbar.

In dieser Studie wird der Effekt einer breiteren Erntezeitverteilung auf Nährstoffe (N, P, K), verbrennungskritische Elemente (Na, Mg, Si, S, Cl, Ca) und einige Schwermetalle (Zn, As, Hg, Pb) hin untersucht. Anhand dieser Informationen können Brennstoffindizes für Feinstaub-, Schlacke- und Abgasbildung abgebildet und in Relation zu Erntezeitpunkt, verschiedenen Standorten und Pflanzenfamilien gesetzt werden. Die gesammelten Daten sollten Hinweise zur Verbesserung der Verbrennungsvorgänge in Abhängigkeit vom Erntezeitpunkt geben.

Abstract: About 400 hectares of formerly drained peatlands around the Kummerower Lake (Mecklenburg-Western Pomerania) are being managed for the purpose of producing fuel for a biomass heating plant in the town of Malchin. The vegetation varies between the many different sites, the biggest parts are dominated by sedges (*Carex* sp.) and reed canary grass (*Phalaris arundinacea*). The harvest is usually done around August. However, the strongly fluctuating water level of the Kummerower Lake complicates the matter. Although the actual period of time in which the harvest can be done is rather short and predetermined, the observed quality of the biomass fluctuates within these constantly changing conditions.

This study examines the effect of a broader variety of harvesting times (July – November) on the nutrient contents (N, P, K) and combustion relevant elements (Na, Mg, Si, S, Cl, Ca) of the biomass. Together with some heavy metals (Zn, As, Hg, Pb), indices for fine dust emissions, slag formation, exhaust gases and ash utilisation can be extrapolated. The collected data could show optimal harvesting times regarding

the above mentioned parameters divided for 3 groups of plants: "Cyperaceae", "Poaceae" and "other herbaceous". In case of the Linka-furnace which is being used in the heating plant in Malchin, advice for an optimization of the combustion process could be given.

1 Einleitung

Paludikultur und die energetische Verwertung der Biomasse aus nassen Mooren ist in den letzten Jahren stärker in den Fokus der Forschung gerückt. Wenn gleich eine stoffliche Nutzung von Biomasse aus Paludikultur generell eine bessere und langfristige CO₂-Bilanz aufweist, kann die energetische Verwertung nicht nur durch ihre vergleichsweise einfachere Umsetzung punkten. Als Übergangslösung und als eine Art „Reststoffverwertung“ kann unspezifische Biomasse, oder jene die nicht hohen Anforderungen entspricht, energetisch verwertet werden.

Die anstehende Reformierung der GAP (Gemeinsame Agrarpolitik der EU) wird Änderungen in der Zuwendungsfähigkeit von standortgerechter Bewirtschaftung von Mooren mit sich bringen(1). Wenn gleich noch nicht klar ist wie genau sich dies darstellt, darf man jedoch hoffen, dass Paludikultur für Landwirte zumindest kein Verlustgeschäft sein wird. Zusammen mit steigenden CO₂-Preisen, höheren Anforderungen an Umwelt-, Klima- und Biodiversitätsschutz für die Landwirtschaft und steigendem Druck auf die Bundesregierung zum Erreichen der Klimaziele des Übereinkommen von Paris 2015(2) werden langfristig mehr Moore wiedervernässt werden. Mit steigendem Angebot von Biomasse aus Mooren, sei dies Landschafts-, Natur- oder Biotopschutz Pflegematerial, Biomasse von Nasswiesen (ohne oder mit Steuerung der Vegetationszusammensetzung) oder Biomasse aus Anbau-Paludikultur, werden auch energetische Verwertungen an Relevanz gewinnen.

Die klassische thermische Verwertung von Biomasse aus Paludikultur wurde bereits in Wichtmann & Wichtmann (2011)(3) kurz mit einigen Zahlen zu Ernte, Ertrag und Energieausbeuten beleuchtet. In Wichtmann et al. (2016)(4) erfolgte dann eine genauere Betrachtung inklusive der sozioökonomischen Bedeutung und zusätzlichen Zahlen zu Kosten, Erlösen und Nutzen. Seitdem wurde die thermische Verwertung von Paludikulturbiomasse in mehreren Projekten an der Universität Greifswald untersucht (5, 6, 7, 8). Im Zuge des ENIM-Projektes (9) entstand schließlich die Initiative, das Biomasse-Heizwerk in Malchin zu errichten.

In diesen Arbeiten fehlt jedoch die Betrachtung des Einflusses verschiedener Erntetermine, Pflanzenarten und Standorte auf die Zusammensetzung der Verbrennungskritischen Inhaltsstoffe und der entstehenden Emissionswerte. Eine Betrachtung dieser Parameter erfolgte in den Arbeiten von Tonn et al.(10, 11 + 12), jedoch handelte es sich hier um Biomasse von Mineralboden-Standorten. Es konnten Einflüsse bestimmter Elemente und deren Vorkommen in der Bio-

masse bei verschiedenen Erntezeiten festgestellt werden. Eine Übertragung dieser Untersuchung auf Biomasse aus Paludikultur kann für die thermische Verwertung von Biomasse aus Paludikultur neue Erkenntnisse bringen und für den Betrieb von Paludi-Heizwerken praktische Verbesserungen erwirken. Gerade im Hinblick auf die unterschiedlichen Nährstoff- und Stoffstromdynamiken von Mooren und der darauf wachsenden Biomasse ist eine Betrachtung besonders interessant.

Ohne Anbau-Paludikultur mit festgelegter Vegetationszusammensetzung wird man immer eine schwankende Brennstoffqualität haben. Das Verständnis über den Einfluss verschiedener Pflanzenarten, Standorte und Erntezeitpunkte auf die verbrennungskritischen Parameter kann zukünftige Umsetzungsprojekte durch die Verminderung von Wartungs- und Personalkosten wirtschaftlicher und effizienter werden lassen.

Im Verbundvorhaben BOnaMoor (13) der Universität Greifswald werden die oben genannten Parameter in Zusammenarbeit mit der HTW Berlin und der Firma Agrotherm GmbH, die in Malchin am Kummerower See ein Biomasseheizwerk betreibt, untersucht. Das Heizwerk wird derzeit fast ausschließlich mit Biomasse aus Paludikultur versorgt. Von rund 400 ha Niedermoorfläche werden ca. 1.000 t Brennstoff geerntet. Dies entspricht 2,9 bis 3,8 GWh Energie. Während der Projektarbeit wurden vier repräsentative Standorte ausgesucht, auf denen die dort geernteten Pflanzen auf ihre Brennstoffqualität hin untersucht wurden.

Die Frage nach einer möglichen Optimierung von Brennstoffen aus Paludikultur ist sowohl für die derzeitige Verwertung der Biomasse als auch für zukünftige Projekte und Umsetzungen relevant. Wenn nasse Moore im Rahmen von zuwendungsfähiger Landwirtschaft (Paludikultur) bewirtschaftet werden können, eröffnet sich außerhalb von Schutzgebietsflächen ein neues Potenzial zur Biomasseoptimierung.

2 Material & Methoden

Die im Projekt untersuchten Flächen liegen nahe der Stadt Neukalen (Land MV; Kreis MSE) und werden von dem Landwirtschaftsbetrieb Moorhof GmbH bewirtschaftet. Eine Übersicht zu den Untersuchungsflächen ist in Tab. 1 einsehbar.

Tab. 1: Charakterisierung der Untersuchungsstandorte

Fläche	Seewiese	Knick (Links)	Knick (Rechts)	Fangstand
Kürzel	SeW	KnL	KnR	FaS
Koordinaten	53.822510, 12.808636	53.815118, 12.818686	53.813794, 12.816258	53.805622, 12.812421
Status	NSG Neukalener Moorwiesen	Grünland	Grünland	Grünland
Vegetation	Carex acuta	Phalaris arundinacea	Carex acuta	Calamagrostis canescens
	Carex acutiformis	Peucedanum palustre	Carex acutiformis	Agrostis canina
	Lychnis flos-cuculi	Equisetum palustre	Galium palustre	Filipendula ulmaria
	Caltha palustris	Lysimachia vulgaris	Symphytum officinale	Ranunculus acris
Torfmächtigkeit (m)	7	6	6	5
Höhe (m über NN)	0,32	0,36	0,33	0,42
mittlerer Wasserstand (cm)	-20	-30	-30	-40

Für die Projektlaufzeit wurde auf jeder der vier Untersuchungsflächen (SW, KL, KR, FS) ein 5 m x 4 m (20 m²) großer Daueruntersuchungsplot eingerichtet.

Jeder der Daueruntersuchungsplots bestand aus 5 Spalten und 4 Reihen die an jeweils unterschiedlichen Terminen geerntet wurden. Die Spalten repräsentierten die Erntezeitpunkte Juli, August, September, November und Januar. Die Reihen dienten der Generierung von Wiederholungen. Innerhalb jedes Quadratmeters wurde in einem 50 cm x 50 cm großen Bereich die Biomasse geerntet, nach den drei Klassen Sauergräser (SG), Süßgräser (WG) und Kräuter (KR) sortiert und die Nährstoff- (N, P, K), Element- (C, H, N, O, K, S, P, Mg, Na, Ca, Si, Cl) und Schwermetallgehalte (Pb, Zn, Hg, As) bestimmt.

Die Anzahl der entstandenen Proben belief sich auf:

$$4 \text{ (Standorte)} \times 5 \text{ (Erntetermine)} \times 4 \text{ (Wiederholen)} \times 3 \text{ (Pflanzenarten)} = 240$$

Auf Grund verschiedener Probleme wurde die Anzahl der Proben durch die Anfertigung von Mischproben und Anpassungen im Versuchsschema auf 48 reduziert. Die Messergebnisse werden im Vortrag auf dem Bioenergieforum präsentiert.

Literatur/Quellen

- (1) Zélie Peppiette (European Commission, Belgium) (2021). Keynote presentation RRR2021 Conference. Greifswald.
- (2) Agreement, Paris. (2015, December). Paris agreement. In Report of the Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change (21st Session, 2015: Paris). Retrived December (Vol. 4, p. 2017).
- (3) Wichtmann, W., & Wichmann, S. (2011). Paludikultur: Standortgerechte Bewirtschaftung wiedervernässter Moore. TELMA-Berichte der Deutschen Gesellschaft für Moor-und Torfkunde, 215-234.

- (4) Wichtmann, W., Schröder, C. & H. Joosten (2016): Paludikultur – Bewirtschaftung Nasser Moore. Klimaschutz, Biodiversität, regionale Wertschöpfung. Verlag Schweizerbart, 272p
- (5) VIP. "Vorpommern Initiative Paludikultur". BMBF/PTJ. FKZ 033L030A
- (6) Paludi-Pellets-Projekt. "Nachhaltige Festbrennstoffe aus Paludikultur". EU+PTJ. https://www.moorwissen.de/de/paludikultur/projekte/pellets_projekt/index.php
- (7) MoorZukunft – Energie für Vorpommern. BMEL. <https://www.moorwissen.de/de/paludikultur/projekte/moorzukunft.php>
- (8) Land (auf) Schwung – Klimagerechte regionale Energieversorgung durch Paludikultur in Vorpommern-Rügen. BMEL. <https://www.moorwissen.de/de/paludikultur/projekte/landaufschwung.php>
- (9) ENIM – Energiebiomasse aus Niedermooren. DBU. <https://www.moorwissen.de/de/paludikultur/projekte/enim/index.php>
- (10) Tonn, B., Thumm, U. & Claupen, W. (2008). Verbrennungseignung von Landschaftspflegeheu. Naturschutz und Landschaftsplanung, 40, 11.
- (11) Tonn, B., Thumm, U., & Claupen, W. (2010). Semi-natural grassland biomass for combustion: influence of botanical composition, harvest date and site conditions on fuel composition. Grass and Forage Science, 65(4), 383-397.
- (12) Tonn, B., Thumm, U., Lewandowski, I., & Claupen, W. (2012). Leaching of biomass from semi-natural grasslands—Effects on chemical composition and ash high-temperature behaviour. Biomass and Bioenergy, 36, 390-403.
- (13) BOnaMoor – Optimierung der Biomasseproduktion auf nassen Moorstandorten und deren thermische Verwertung. BMEL/FNR. <https://www.moorwissen.de/de/paludikultur/projekte/bonamoor/index.php>

Kontakt

M.Sc. Maximilian Wenzel, Wissenschaftlicher Mitarbeiter

Universität Greifswald

☎ +49 (0)3834.4204027 | mobil 0160/96542777

✉ maximilian.wenzel@uni-greifswald.de | 🌐 www.paludikultur.de

Waste to energy in Brasilien

Nachweis der Eignung des thermischen Verwertungsverfahrens nach deutschem Standard für Krankenhaus-, Industrie- und Siedlungsabfälle in der brasilianischen Gemeinde Bento Gonçalves zur dezentralen Nutzung von Strom und Dampf

Zusammenfassung: Im Verbundprojekt WASTE2BR erstellen die drei KMU aus Mecklenburg-Vorpommern envitecpro GmbH, IBS Technik GmbH und BN Umwelt GmbH eine Durchführbarkeitsstudie zur Analyse des Aufkommens von Krankenhaus-, Industrie- und Siedlungsabfälle in der brasilianischen Gemeinde Bento Gonçalves. Im globalen Süden wie Brasilien werden ca. 90 % der Abfälle deponiert, eine stoffliche oder energetische Verwertung wird nur sehr eingeschränkt genutzt, Sekundärrohstoffe werden kaum gewonnen. Im DEG-Vorprojekt wurde nachgewiesen, dass die Abfälle des Krankenhausverbandes SINDIHOSPA in der Hauptstadt Porto Alegre von Rio Grande do Sul mit 16 Krankenhäusern quantitativ und qualitativ zur thermischen Verwertung geeignet sind. Drei potentielle Standorte für eine thermische Verwertungsanlage wurden untersucht und kommen für eine Umsetzung in Betracht. Der Kooperationspartner proamb als Abfallzweckverband in Bento Gonçalves ist der Eigentümer des Standortes in Nova Santa Rita und plant dort eine thermische Verwertungsanlage. Mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit wird im Rahmen der Exportinitiative Umwelttechnologien ein Konzept zur thermischen Verwertung in der Projektlaufzeit von Oktober 2020 bis September 2022 erstellt.

Abstract: In the cooperation project WASTE2BR, the three SMEs from Mecklenburg-Vorpommern envitecpro GmbH, IBS Technik GmbH and BN Umwelt GmbH are developing a feasibility study to analyze the volume of hospital, industrial and municipal waste in the Brazilian community of Bento Gonçalves. In the global south, such as Brazil, around 90% of the waste is landfilled, material or energy recovery is only used to a very limited extent, and secondary raw materials are hardly produced. In the DEG preliminary project it was proven that the waste from the hospital association SINDIHOSPA in the capital Porto Alegre of Rio Grande do Sul with 16 hospitals is quantitatively and qualitatively suitable for thermal utilization. Three potential locations for a thermal utilization plant have been examined and are considered for implementation. The cooperation partner proamb as a waste management association in Bento Gonçalves is the owner of the site in Nova Santa Rita and is planning a thermal utilization plant there. With funds from the Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, a concept for thermal utilization is being developed in the project period from October 2020 to September 2022 as part of the environmental technology export initiative.

1 Vorhabenbeschreibung

1.1 Thema und Hintergrund

Deutschland hat die höchsten Recyclingquoten in der Welt und gehört zu den führenden Nationen bei der Gewinnung von Energie aus Abfall.

Im globalen Süden wie Brasilien werden ca. 90 % der Abfälle deponiert, eine stoffliche oder energetische Verwertung wird nur sehr eingeschränkt genutzt, Sekundärrohstoffe werden kaum gewonnen. Die Rohstoffwirtschaft ist überwiegend linear, es besteht keine systematische, standardisierte Kreislaufwirtschaft zur Organisation der Wiederverwendung von Ressourcen. Der Entwicklungsstand der Abfallwirtschaft in den Kommunen ist sehr unterschiedlich. Ein Großteil der Deponien ist nicht fachgerecht abgesichert. Das kontaminierte Sickerwasser gelangt ins Grundwasser und beeinflusst so das Trinkwasser negativ. Dies hat schwerwiegende Konsequenzen für die Tier- und Pflanzenwelt sowie für die Gesundheit der Menschen.

Die Hauptstadt Porto Alegre des südlichsten Bundesstaates Rio Grande do Sul hat ca. 1,4 Mio. Einwohner. Gemeinsam mit dem Krankenhausverband SINDI-HOSPA wurde eine umfassende Analyse mit 13 beteiligten Krankenhäusern der anfallenden Abfälle nach Menge und Qualität mit den deutschen Partnern IBS Technik und envitecpro bereits durchgeführt. Die Auswertungen belegen, dass diese für eine thermische Verwertung geeignet sind und damit den bestehenden Entsorgungsweg der reinen kostenintensiven Sterilisation ersetzen können. Drei potentielle Standorte wurden für den Aufbau einer Verbrennungsanlage (thermische Verwertung) identifiziert, untersucht und als grundsätzlich geeignet eingestuft.

Ein Erfolg der gemeinsamen Aktivitäten ist, dass der brasilianische Abfallzweckverband proamb als ein Kooperationspartner und Eigentümer eines Standortes nun die Umsetzung einer thermischen Verwertungsanlage in Bento Gonçalves plant.

- Hier fehlt es aber an technischem Wissen und Qualifizierung des Personals, um die geeigneten technischen Komponenten zu identifizieren, auszuwählen und eine wirtschaftliche Investition und effizienten Betrieb der Anlage zu planen.
- Die zum Teil unsachgemäße Deponierung von Abfällen wird in Brasilien zum Großteil noch bevorzugt. Dies resultiert daraus, dass es an technischem Wissen und Technologien zur thermischen Verwertung (Abfallverbrennung) fehlt. Das Projekt soll auch der Aufklärung und Sensibilisierung der verschiedenen Zielgruppen in Wirtschaft, Wissenschaft und Verwaltung dienen und mit Maßnahmen der Öffentlichkeitsarbeit Themen zum Ressourcenschutz und der Kreislaufwirtschaft verbreiten.

- In Ländern des globalen Südens wie Brasilien sind Gesetze und Regularien nach europäischen Vorbild vorhanden und eingeführt. Die große Herausforderung ist nun die konkrete Umsetzung in Projekten. Bei komplexen und investitionsintensiven Vorhaben wie einer thermischen Verwertung, ist daher eine Studie zur Verifizierung der ökologischen, ökonomischen, juristischen und administrativen Aspekte eine Voraussetzung für eine nachhaltige und erfolgreiche Umsetzung und den Betrieb der Anlage.

1.2 Ziele des Projektes

- Nachweis der Eignung der nachhaltigen thermischen Verwertung nach deutschem / europäischem Standard in Brasilien
- Analyse der Ausgangsbedingungen in Brasilien, Ableitung von technischen Möglichkeiten nach deutschem Standard, Beurteilung der Eignung in Brasilien, Tropikalisierung (Anpassung) auf die lokalen Bedingungen, Ableitung von Handlungsmaßnahmen für die brasilianischen Projektpartner, Identifikation von Exportmöglichkeiten für Umwelttechnologien für deutsche Unternehmen
- Beratung der Gemeinde Bento Gonçalves zur Abfallvermeidung, -trennung und kommunaler Abfallwirtschaft, Nutzung von Gebührenmodellen
- Nachhaltige Zusammenarbeit der Zielgruppen zwischen KMU, Kommunen, Verbänden und Forschungseinrichtungen zwischen Brasilien und Deutschland fördern
- Sensibilisierung der Bevölkerung zu Umwelt- und Ressourcenschutz
- Einbindung von Mädchen (im Kindergarten, SchülerInnen, Studierende) zur Bewerbung von MINT-Fächern und Umwelttechnologien
- Beitrag zur Umsetzung der Nachhaltigkeitsziele 2030 (SDG): 3 Gesundes Leben, 4 Bildung für alle, 5 Gleichstellung der Geschlechter, 7 Nachhaltige und moderne Energie, 11 Nachhaltige Städte und Siedlungen, 17 Umsetzungsmittel und globale Partnerschaften stärken



Kreislaufwirtschaft

Abfallsammlung, -transport und -trennung	Stoffliche Verwertung	Energetische Verwertung	CO ₂ -Abscheidung	Energetische Verwertung
<ul style="list-style-type: none"> Abfallsammlung und -transport Abfalltrennung 	<ul style="list-style-type: none"> Werkstoffliche Verwertung Rohstoffliche Verwertung Recycling-technologie für Batterien und Akkus Stoffliche Verwertung von Baumaterialien 	<ul style="list-style-type: none"> Stromerzeugung Wärmeerzeugung 	<ul style="list-style-type: none"> Carbon Capture and Storage (CCS) Carbon Capture and Utilisation (CCU) 	<ul style="list-style-type: none"> Deponiebau Absicherung von Deponien Deponiesanierung

Quelle: Roland Berger (2020)

Abb. 1: Übersicht Marktsegmente und Technologielinien Kreislaufwirtschaft



Abb. 2: Übersicht UN Ziele für nachhaltige Entwicklung (SDG) Quelle BMU

2 Ausgangssituation

Im DEG-Vorprojekt wurde nachgewiesen, dass die Abfälle des Krankenhausverbandes SINDIHOSPA in Porto Alegre mit 16 Krankenhäusern quantitativ und qualitativ zur thermischen Verwertung geeignet sind. Drei potentielle Standorte für eine thermische Verwertungsanlage wurden untersucht und kommen für eine Umsetzung in Betracht. Der Kooperationspartner proamb als Abfallzweckverband in Bento Gonçalves ist der Eigentümer des Standortes in Nova Santa Rita und plant dort eine thermische Verwertungsanlage aus der Kombination von Krankenhaus-, Industrie- und Siedlungsabfälle der Region.

Um eine Investition im höheren zweistelligen Millionenbereich (Euro) vorzubereiten und abzusichern, ist eine detaillierte Durchführbarkeitsstudie notwendig.

Dem Kooperationspartner proamb fehlt aber das Wissen zur Kreislaufwirtschaft sowie Verwertungsmöglichkeiten, um die geeigneten Anlagenkonzepte auszuwählen und zu bewerten. In der geplanten Studie werden die technischen, ökologischen, ökonomischen, administrativen und juristischen Aspekte für eine Waste-to-Energy-Lösung untersucht, um diese anschließend gemeinsam mit deutschen Unternehmen zu planen und umzusetzen.

Des Weiteren werden lokale Zielgruppen (Abfallzweckverband, Gemeinde, Bevölkerung) sensibilisiert und qualifiziert, damit in der Region weniger Abfall produziert wird und durch die frühzeitige Einbindung die möglichen Bedenken gegen eine technische Lösung vermindert werden.

In Brasilien werden ca. 90 % der Abfälle nur deponiert, die stoffliche oder energetische Verwertung wird nur sehr eingeschränkt genutzt. Ein großer Teil des Abfalls wird unsachgemäß auf nicht genehmigten Deponien/Lagerplätze verbracht.

Aktuell wird z. B. ein sehr geringer Teil der Krankenhausabfälle in Rio Grande do Sul verbrannt, dies erfolgt nur zur Minimierung des zu deponierenden Volumens, eine energetische Nutzung zur Erzeugung von Strom und Wärme erfolgt nicht. Die geringen Mengen des Ersatzbrennstoffes aus Industrieabfälle werden z.T. 600 km weit transportiert, um diese in Zementfabriken mitzuverbrennen. Dies entspricht bislang nur 10 Prozent ihres Energiebedarfs (in Europa sind es durch Müllverbrennungsanlagen durchschnittlich 35 Prozent). Dies zeigt, dass Alternativen zur Deponierung vorhanden sind. Diese aber in keinem Fall ökonomisch noch ökologisch sinnvoll sind. Mit der Durchführbarkeitsstudie wird das Projektteam belegen können, dass die thermische Verwertung eine technisch nachhaltige Lösung auch in Brasilien sein kann sowie maßgeblich zur CO₂-Reduzierung beiträgt.

Länderstudien stellen die Situation zur Abfallwirtschaft wie folgt dar. Gemäß dem brasilianischen Abfallentsorgungsplan (Gesetz 12.305) dürfen seit 2010 nicht-recyclbare Abfälle nur noch sachgerecht verbrannt oder deponiert werden. Leider wurde diese Frist immer wieder verschoben. Besonders Kommunen mit weniger als 150.000 Einwohnern haben enorme Probleme bei der Umsetzung des Plans, da ihr Abfallaufkommen für den wirtschaftlichen Betrieb von umweltfreundlichen Deponien zu gering sind. Von einer einheitlichen und nachhaltigen Abfallpolitik ist Brasilien daher immer noch weit entfernt. 2016 betrug das Aufkommen 78,3 Millionen Tonnen Siedlungsabfall, Brasilien ist damit einer der fünf größten Abfallproduzenten weltweit. Nur ca. 58 Prozent des Siedlungsabfalls wird vorschriftsgemäß entsorgt, 42 Prozent geht an nichtzugelassene oder sogar wilde Halden. Weitere 7 Millionen Tonnen werden gar nicht abgeholt und sogar illegal entsorgt. Dies hat prekäre Folgen für die Umwelt, so wird

u. a. das Grundwasser kontaminiert und Tiere verenden durch den gefressenen Abfall. Durch die Wirtschafts- und Coronakrise sind die Zielgruppen Unternehmen und Kommunen kaum in der Lage eigene Entsorgungskonzepte zu entwickeln, noch diese umzusetzen. Durch die Durchführbarkeitsstudie wird eine konkrete Situation in Bento Gonçalves untersucht und gemeinsam eine lokal angepasste technische Lösung zur thermischen Verwertung entwickelt. Nur so können die Planung und der Bau sinnvoll vorbereitet werden und Fehlinvestitionen verhindert werden.

Die thermische Verwertung als waste-to-energy-Lösung ist in Deutschland und Europa weit verbreitet und hat sich seit Jahrzehnten bewährt. Aktuell gibt es in Deutschland 30 Kraftwerke für Ersatzbrennstoff und 68 Kraftwerke zur Verbrennung von Restabfall. Diese dienen als Vorbild und können während des Projektes durch die brasilianischen Partner besichtigt werden (Best-practice-Beispiele, proof of concept).

Die besondere Herausforderung in Brasilien sowie in der Projektregion ist, dass der Siedlungsabfall anders getrennt wird als in Deutschland. Hier wird nach Nass und Trocken unterschieden. Des Weiteren zählt zu den organischen Abfällen auch Papier und Pappe, die in Deutschland getrennt erfasst werden. Im Rahmen des Projektes wird die Definition der Fraktionen analysiert. Die Ergebnisse fließen in das Konzept zur thermischen Verwertung ein sowie die Parameter müssen dann ggfs. zur Optimierung angepasst werden.

3 Umsetzung des Vorhabens

Das Projekt ist für 24 Monate geplant, die Laufzeit ist von Oktober 2020 bis September 2022. Das Projekt wird gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit im Rahmen der Exportinitiative Umwelttechnologien aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

Das Projekt wird von drei KMU aus Mecklenburg-Vorpommern umgesetzt.

Projektkoordinator: envitecpro GmbH, Rostock

Seit 2016 hat sich das Unternehmen envitecpro auf die Projektentwicklung im Bereich Umwelttechnologien im globalen Süden spezialisiert. Dazu wurde eine solide Infrastruktur und Netzwerk zu Multiplikatoren und Zielgruppen aus Wirtschaft, Wissenschaft und öffentlicher Verwaltung in Süd-/Lateinamerika wie Brasilien, Mexiko, Peru und Kuba aufgebaut. Gemeinsam mit den lokalen Partnern werden Bedarfe identifiziert und Lösungen aus dem Bereich Abfallverwertung und Erneuerbare Energien von Unternehmen aus Deutschland entwickelt. Die Sensibilisierung der Bevölkerung und Umweltbildung werden in die Projekte integriert.

Projektpartner: IBS Technik GmbH, Neubrandenburg

Die IBS Technik GmbH ist Dienstleister für die Planung, Entwicklung und Optimierung von Anlagen zur Energieerzeugung aus Biomasse, Abfällen und konventionellen Energieträgern. Die Gesellschaft ging aus der IBS-ENERGY Betriebs- und Servicegesellschaft mbH hervor, die 1999 gegründet wurde. Heute agiert die IBS Technik GmbH zusammen mit zwei 100%igen Tochtergesellschaften: der IBS Service GmbH und der IBS Betrieb GmbH.

Projektpartner: BN Umwelt GmbH, Rostock

Die BN Umwelt GmbH, Rostock ist deutschlandweit als Ingenieurdienstleister für öffentliche und privatwirtschaftliche Kunden in den Fachgebieten Abfall, Anlagenbau, Energie, Hochbau, Infrastruktur und Wasser tätig. Dabei werden neben den klassischen Feldern der Beratung, Planung und Überwachung auch Aufgaben in der Verfahrens- und Projektentwicklung, vorzugsweise in Forschungsverbünden, bearbeitet.

Die Kooperationspartner in Brasilien sind die Stiftung für Abfallmanagement und Umweltbildung in Bento Gonçalves **Fundação proamb**, die **Stadtverwaltung Bento Gonçalves**, das Landesministerium für Umwelt und Nachhaltige Entwicklung Rio Grande do Sul **SEMA**, die Landesstiftung für Umweltschutz Henrique Luiz Roessler Rio Grande do Sul **FEPAM** und die brasilianische Universität **UNIVATES** des Taquari-Tals in Lajeado.

Das Projekt ist in die folgenden Arbeitspakete aufgeteilt:

Oktober 2020 bis Januar 2021

Im ersten Arbeitspaket werden die Kriterien zu den ökologischen, ökonomischen, juristischen und administrativen Aspekten mit den lokalen Projektpartnern wie proamb, UNIVATES und der Gemeinde Bento Gonçalves abgestimmt.

- Meilenstein 1: Kriterien erarbeitet und Fragenkatalog durch lokale Partner beantwortet

Februar bis September 2021

Im zweiten Arbeitspaket werden geeignete Technologien und Anlagen aus Deutschland analysiert und ausgewählt. Zur Entscheidungsfindung erfolgt eine digitale Besichtigung (Delegationsreise der brasilianischen Kooperationspartner) zu Unternehmen und Anlagen in Deutschland. Ziel ist es, auf Basis der Informationen zu Verwertungsprozessen und Komponenten eine Entscheidung zur optimalen Technologie zu treffen.

- Meilenstein 2: Geeignete Technologien und Anlagen in Deutschland identifiziert und ausgewählt

September bis Dezember 2021

Im dritten Arbeitspaket erfolgt die Auswertung der ausgewählten Technologien und der Anlagen aus Deutschland.

- Meilenstein 3: Auswertung der ausgewählten Technologien in Deutschland liegt vor

November 2021 bis Juli 2022

Im vierten Arbeitspaket wird das Konzept für die thermische Verwertung inkl. der ökologischen, ökonomischen, juristischen und administrativen Aspekte erstellt. IBS begleitet auch bei der Projektentwicklung für die thermische Verwertungsanlage. Hier unterstützt IBS bei Fragen zur Planung, der Genehmigung, Finanzierung und Vorbereitung zum Bau. Es erfolgt eine enge Zusammenarbeit mit der Gemeinde Bento Gonçalves sowie den zuständigen Behörden (FEPAM und SEMA) des Bundesstaates Rio Grande do Sul. Dies ist besonders wichtig, um die langfristige Belieferung mit Abfall für einen fortlaufenden Betrieb der Anlage zu gewährleisten. Der Hauptteil des Abfalls wird der Abfallzweckverband selbst durch die eigene Herstellung von Ersatzbrennstoff und von ihren Kunden, die Industrieabfälle produzieren, liefern. Aus den Erfahrungen des Vorprojektes können so die Mengen und Qualitäten der zur Verfügung stehenden Abfallkategorien (Industrie, Krankenhaus und Haushalte) in der Gemeinde analysiert und bewertet werden.

- Meilenstein 4: Konzept für die thermische Verwertung wurde erstellt

Oktober 2020 bis September 2022 (projektbegleitend)

Im fünften Arbeitspaket erfolgen die Qualifizierungen des Personals, die Sensibilisierung der Bevölkerung der Gemeinde sowie die Öffentlichkeitsarbeit. Die Maßnahmen werden in Brasilien und Deutschland stattfinden. Hierzu werden Weiterbildungen, Schulungen, Workshops, Seminare mit den Fachkräften des Abfallzweckverbandes, der Gemeinde und Unternehmen zusammen mit der Universität UNIVATES durchgeführt. Dabei ist ein Schwerpunkt die Motivation von Mädchen für MINT-Fächer und Umwelttechnologien. Die Veröffentlichungen erfolgt auf der Projektwebseite, Presse und sozialen Medien.

- Meilenstein 5: Qualifizierungen des Personals erfolgt und Maßnahmen zur Sensibilisierung der Bevölkerung durchgeführt

Quellen

Nutzung der europäische Abfallpyramide <http://ec.europa.eu/environment/waste/framework/>
<https://www.bmu.de/themen/nachhaltigkeit-internationales/nachhaltige-entwicklung/2030-agenda/>
BMW Zielmarktanalyse 2020 Brasilien Abfall- und Recyclingwirtschaft

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und nukleare Sicherheit



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Kontakt

Dipl.-Kffr. Silvia Kohlmann, Geschäftsführerin

envitecpro GmbH, Am Wendebecken 5a, 18119 Rostock

☎ +49 (0)172.77 171 90 | ✉ silvia.kohlmann@envitecpro.de

🌐 www.envitecpro.de

Karbonisierung mittels Biomass-Steam-Processing

Einblicke in den Betrieb einer BSP-Demonstrations-anlage

Zusammenfassung: Das Bioabfallaufkommen in Deutschland ist seit Jahren steigend, was auch an der vermehrten Getrenntsammlung von häuslichen Bioabfällen nach dem Kreislaufwirtschaftsgesetz liegt. Auch unterliegt die Nutzung von biogenen Reststoffen, wie Gärresten und Kompost, in der Landwirtschaft strenger werdenden Restriktionen und die Anforderungen an Bio- und Grüngut verarbeitende Betriebe steigen. Gleichzeitig steigt der Bedarf nach klimaneutralen Brennstoffen und Speichermöglichkeiten für CO₂. Zur Bewältigung dieser Herausforderung werden Verfahren benötigt, welche sowohl unbearbeitete biogene Reststoffe als auch die bei der Bearbeitung anfallenden Reststoffströme (z.B. kunststoffhaltige Fraktionen) nachhaltig verwerten können.

Das BSP-Verfahren (Biomass Steam Processing) bietet durch energieeffiziente Karbonisierung eine Lösung für biogene Reststoffe. Es ist für eine große Bandbreite von trockenen und feuchten organischen Stoffen einsetzbar und verwertet Reststoffe, die bisher mit hohem Kostenaufwand entsorgt werden müssen, zu einem neuen Rohstoff. Zur Demonstration der Technologie wurde 2020 am Standort einer Kompostierungsanlage eine BSP-Anlage mit einem Durchsatz von 2.500 t/a errichtet.

Abstract: The quantity of biowaste collected has been rising in Germany for years, also due to the increased separation of household biowaste in accordance to the Circular Economy Act. The use of biogenic residues, such as fermentation residues and compost, in agriculture is also subject to more stringent restrictions and the requirements for organic and green waste processing companies are increasingly restrictive. At the same time, the demand for climate-neutral fuels and storage options for CO₂ is rising. To meet these challenges, processes are needed that can sustainably utilise both unprocessed biogenic residues and the residue streams that arise during processing (e.g. fractions containing plastics).

The BSP process (Biomass Steam Processing) has been demonstrated to be an energy-efficient carbonisation method for such biomass residues. It can be used for a wide range of dry and moist organic materials and recycles residues that previously had to be disposed off at high cost into a new raw material. To demonstrate the technology, a BSP plant with a throughput of 2,500 t/a has been built on the site of a composting plant in 2020.

1 Entwicklung neuer Karbonisierungsstrategien

1.1 Limitierte Ressourcen erfordern neue Energieträger

Angesichts der knapper werdenden fossilen Ressourcen und des fortschreitenden Klimawandels steigt das Interesse an Energieträgern aus Biomassen. Der Einsatz von kohlehydratbasierten biogenen Reststoffen, wie Stroh, Holzresten und -abfällen, Grasschnitt, biogenen Siedlungsabfällen, Gärresten als Energieträger anstelle von sogenannten „Energiepflanzen“ vermeidet die Konkurrenz zu Nahrungsmitteln. Biomasse weist einen hohen Anteil an chemisch gebundenem Wasser, sowie häufig einen hohen Feuchtegehalt auf. Daraus resultiert ein niedriger massebezogener Energiegehalt.

Um die Energiedichte von Biomasse zu erhöhen, sind verschiedene Verfahren verfügbar. Abhängig von Temperatur, Druck, Reaktionszeit und Biomasseanteil lassen sich dabei feste, flüssige oder gasförmige kohlenstoffhaltige Stoffe gewinnen. Generell gilt: Mit steigender Schärfe der Reaktionsbedingungen, vor allem Temperatur und Reaktionszeit, nimmt die Tendenz zur Bildung gasförmiger Produkte zu und es entstehen kleinere organische Moleküle.

Kohlenstoff stellt einen vielfältig einsetzbaren effektiven Energiespeicher dar. Verfahren zur Konditionierung von Biomassen, die auf Kohlenstoff als Feststoff abzielen, treffen daher auf ein großes Interesse. Bei der Karbonisierung wird der Kohlenstoffanteil der Einsatzbiomassen durch thermische Behandlung in Inertgasatmosphäre (Pyrolyse) oder mit Hilfsstoffen wie Wasser unter Druck (HTC) als feste Kohle gewonnen. Sowohl Pyrolyse als auch HTC erfordern vergleichsweise lange Reaktionszeiten, um in den Produkten hohe Kohlenstoffanteile zu erzielen. So wird bei der Pyrolyse die Biomasse für mehrere Stunden auf rund 450 °C oder höher gehalten. Bei HTC sind mit etwa acht bis 24 Stunden bei 180 °C bis 240 °C ebenso lange Reaktionszeiten nötig, doch die Reaktionstemperaturen ist niedriger. Der verfahrenstechnische Aufwand bei der HTC ist allerdings durch das flüssige, heterogene Reaktionsmedium und den anzuwendenden Druck erheblich höher. Zudem wirkt das Reaktionsmedium durch die in der Biomasse enthaltenen Salze und organischen Säuren, die im Prozess gebildet werden, unter den Reaktionsbedingungen des Verfahrens korrosiv, was entsprechende Anforderungen an das Material der Reaktoren stellt. Vorteilhaft bei der HTC ist die Möglichkeit, feuchte Biomasse einzusetzen. Dabei lassen sich äußerst variable Strukturen erreichen.

1.2 BSP – einfach und schnell

Um die verfahrenstechnischen Nachteile der HTC und der Pyrolyse zu vermeiden, wurde im Rahmen einer Forschungskooperation zwischen dem Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) und dem Energieversorger EnBW Energie Baden-Württemberg AG eine alternative Methode – die atmosphärische Dampfkonditionierung (siehe Abb. 1) entwickelt und zur technischen Reife gebracht.

	Langsame Pyrolyse (SP)	Biomass Steam Processing (BSP)	Hydrothermale Karbonisierung (HTC)
Medium	Inertgas (N_2)	überhitzter Dampf	heißes Druckwasser
Temperatur	300 – 500°C	250 – 400°C	180 – 250°C
Zeit	lang ($t > 8$ h)	kurz ($t < 2$ h)	lang ($t > 8$ h)
Druck	erhöht ($p > 1$ bar)	atmosphärisch	hoch ($p > 12$ bar)
Verfahren	kontinuierlich	kontinuierlich	semi-kontinuierlich

Abb. 1: Verfahrensvergleich

Beim „Biomass Steam Processing“ (BSP) wird der Einsatzstoff unter Atmosphärendruck mit Wasserdampf bei Temperaturen zwischen 250 °C und 400 °C bei Reaktionszeiten von einigen Minuten bis wenigen Stunden behandelt. Dabei entsteht mit wesentlich geringerem verfahrenstechnischem Aufwand als bei der HTC und bei stark reduzierten Reaktionszeiten als bei der Pyrolyse braunkohle-ähnliche Biokohle. Die Kohle wird kontinuierlich produziert und fällt im Prozess trocken an, was eine energieintensive Nachbehandlung vermeidet. Die kondensierbaren und Permanentgasbestandteile werden aus dem Prozess abgeführt und können zu wertvollen Chemikalien auskondensiert oder zur Wärmeerzeugung thermisch genutzt werden. Insgesamt sind die BSP-Reaktionsbedingungen einfacher beherrschbar und die Elementarzusammensetzungen der entstehenden Kohlen sind variabler als bei konkurrierenden Verfahren.

1.3 BSP – Anlagenentwicklung

Das BSP Verfahren wurde zunächst in einem kleinen Laborreaktor im Batchbetrieb durchgeführt, um den Einfluss von Temperatur und Druck im Reaktionsmedium überhitzter Dampf zu untersuchen. Die erhaltenen Biokohlen waren vergleichbar mit hydrothermal erzeugten Kohlen und der Einfluss des Drucks auf die Umsetzung war gering. Darauf aufbauend wurde ein elektrisch beheizter Schneckenreaktor mit bis zu 500 g/h Durchsatz konstruiert, welcher eine kontinuierliche Verfahrensweise ermöglicht. Bei Reaktionstemperaturen von 250 bis 400 °C wurden verschiedene Biomassen für 15 bis 120 min umgesetzt und dabei über die drei Phasen (Biokohle, Kondensat, Permanentgase) bilanziert. Durch Variation der Reaktionsbedingungen konnten bis zu 80 % des Kohlenstoffanteils in der Biokohle gefunden werden, die einen Brennwert (trocken, aschefrei) von etwa 25 MJ/kg aufwies. Am beschriebenen Versuchsstand wurde eine große Bandbreite an Biomassen mit verschiedenen Wassergehalten untersucht, um die Eignung der Technologie als Biomasse-Verwertungsverfahren zu verifizieren. Als weitere Entwicklungsstufe wurde eine Pilotanlage mit 25 kg/h Durch-

satz errichtet, welche auf einem elektrisch beheizten Doppelschneckenreaktor basiert. Das entstehende Kondensat wird zusätzlich in eine bioölsreiche und eine wässrige Phase aufgetrennt und untersucht. Zum besseren Verständnis der ablaufenden Prozesse und mit dem Ziel der Optimierung der Wärme-flüsse im Verfahren wurden zudem Prozessmodelle für unterschiedliche Reaktorgeometrien in der Simulationssoftware AspenPlus entwickelt. Dafür wurden empirisch die Ausbeuten der jeweiligen Produkte, wie z.B. Kohlenstoff in der Biokohle, Essigsäure, CO_x als Funktion der Reaktionstemperatur im Intervall zwischen 250 °C und 350 °C durch einen Potenzansatz für eine Verweilzeit von einer Stunde beschrieben.

Auf Basis dieser Ergebnisse wurde im Rahmen des Projektes eine Demonstrationsanlage erbaut, welche feuchte organische Reststoffe mit einem Durchsatz von 350 kg/h (ca. 2.500 t/a) verwertet.



Abb. 2: BSP-Forschungsanlagen; links: Labor; Mitte: Technikum; rechts: Pilotanlage

2 Demonstrationsanlage

2.1 Vorversuche

Für die Planung der Demonstrationsanlage wurden alle verfügbaren experimentellen Ergebnisse der Forschungen im Karlsruher Institut für Technologie herangezogen und auf deren Basis ein Reaktorkonzept entwickelt, welches den Prozess Erfahrungen und den höheren Durchsätzen Rechnung trägt. Aufgrund der Inhomogenität von Biomasse und insbesondere der am Standort der Demonstrationsanlage (KDM-Kompostierungs- und Vermarktungsgesellschaft für Stadt Düsseldorf/Kreis Mettmann mbH) auftretende Gefahr von Störstoffen, wurde eine möglichst störstofftolerante Anlagentechnik gesucht. Die Wahl fiel aufgrund der Erfahrung in thermischen Prozessen auf ein indirekt beheiztes Drehrohr, bei welchem die Abgase der Beheizung und die entstehenden Prozessgase getrennt voneinander geführt werden, was die Nachbehandlung vereinfacht. Zur Verifizierung des Reaktorkonzepts wurden Versuche mit biogenen Reststoffen des Standorts an einem elektrisch beheizten Drehrohr am Clausthaler Umwelttechnik Forschungszentrum (CUTEC) durchgeführt. Die verwendeten Einsatzstoffe weisen einen hohen Wassergehalt sowie einen hohen Aschegehalt aus, was zwangsläufig zu nur geringen Heizwerten von 3 bis 7 MJ/kg führt. Eine Karbonisierung dieser Reststoffströme aus der Kompostierung ist

dennoch möglich (siehe Tab. 1), wobei die Heizwerte der resultierenden Produktkohlen begrenzt sind. Diese waren trocken und erreichten Heizwertsteigerungen von knapp 70 bis über 150 % gegenüber dem jeweiligen Einsatzstoff. Das Material „Biotonne“ entspricht dem eingesetzten Material vor der Kompostierung und besteht aus kommunal gesammelten häuslichen biogenen Abfällen. NIR-Eject ist ein Störstoffstrom mit einem hohen Anteil an Kunststofffolien, welche durch Fehlwürfe in der Abfallsammlung in die Kompostierung eingetragen werden. Rekultivierungsmaterial ist der abgetrennte Feinanteil nach der Kompostierung. Die Massendurchsätze der Versuchsreihen lagen zwischen 25 und 40 kg/h, wobei Einsatzstoffe mit höherem Wassergehalt mit niedrigerem Durchsatz prozessiert wurden, um eine vollständige Entfernung des anhaftenden Wassers zu gewährleisten. Die für den Prozess nötige elektrische Heizleistung wurde protokolliert, wobei keine Recyclingung der Prozesswärme genutzt und die Verlustwärme des Reaktors nicht separat betrachtet wurde.

Tab.1: Stoffdaten von Einsatzstoffen und Produkten

	Wassergehalt %	Aschegehalt %	Heizwert MJ/kg	Energiebedarf kWh/kg _{IN}
NIR-Eject	37	22	7,0	-
Biotonne	56	21	3,1	-
Rekultivierung	37	36	4,3	-
Kohle _{NIR}	-	55	12,1	0,44
Kohle _{Bio}	-	68	8,0	0,66
Kohle _{Rekult}	-	71	7,3	0,55

2.2 Aufbau

Die BSP-Karbonisierung findet in einem indirekt beheizten Drehrohr mit einer Länge von 12 m und Durchmesser von 1,2 m statt. Das Drehrohr kann sektional mit Erdgas/Flüssiggas geheizt werden und gewährleistet eine konstante Reaktionstemperatur von bis zu 400 °C. Beschickt wird die Anlage von einer Förderschnecke. Das Zuführsystem besteht aus einem Schubbodencontainer, welcher zur externen Befüllung abgekoppelt werden kann. Eine Förderschnecke und ein Kratzkettenförderer transportieren die Biomasse anschließend zu einer Doppelpendelklappe, welche als Eingangsschleuse dient und einen weitgehend sauerstofffreien Betrieb ermöglicht. Nach Abschluss der Karbonisierung wird die entstandene Biokohle über eine weitere Doppelpendelklappe ausgeschleust und mittels Kühlschnecke abgekühlt. Die kalte Biokohle wird abschließend in einem Container mit Verteilschnecke gelagert. Die bei der Karbonisierung entstehende Prozessgasatmosphäre aus Wasserdampf und flüchtigen Abbauprodukten der Biomasse werden aus dem Drehrohr abgesaugt und direkt in eine thermische Nachverbrennung (TNV) geführt (850 °C, 2 s Verweilzeit). In dieser werden die Prozessgase entsprechend der geltenden Vorschriften behandelt. Das resultierende Heißgas wird anschließend zur Beheizung des Drehrohrs verwendet und

kann so die Energieeffizienz bedeutend steigern. Abb. 3 zeigt die tatsächliche Aufstellung der Demonstrationsanlage. Sie wird abschließend nach den Bestimmungen der 17. BImSchV zertifiziert.

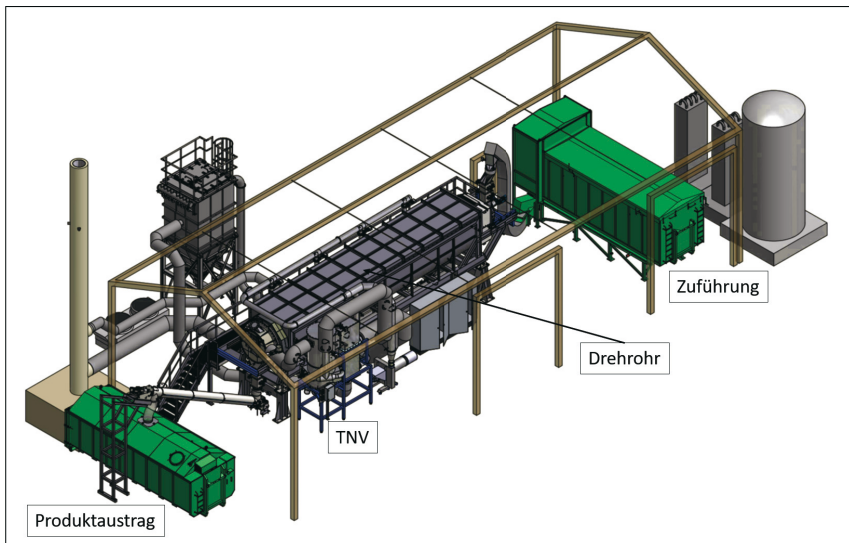


Abb. 3: 3D-Aufstellungsplan der Demonstrationsanlage

3 Betriebserfahrungen am Standort einer Kompostierungsanlage

Die BSP-Demonstrationsanlage (siehe Abb. 4) verarbeitet zurzeit verschiedene Reststoffströme der Kompostierungsanlage. Als besonders herausfordernd bei der Verarbeitung von diesen Materialien hat sich die Förderung zur Anlage erwiesen. Dies ist begründet im hohen Wassergehalt, dessen Schwankungsbreite und der heterogenen Stückigkeit der Kompostfraktionen. Immer wieder befinden sich Störstoffe im Input-Strom, die weit über den Anlagenspezifikationen liegen, welche in seltenen Fällen Störungen insbesondere im Bereich der Schleusen auslösen können. Jedoch hat sich die Konstruktion als deutlich toleranter als ausgelegt erwiesen und kann bei geeigneter Vorbehandlung (z.B. Shreddern) ohne manuellen Eingriff betrieben werden.

Die Temperaturregelung über die Anlagensteuerung kann Schwankungen im Material über die Temperatur im Ofengehäuse ausgleichen und reduziert die Eingriffe durch den Betreiber zusätzlich.

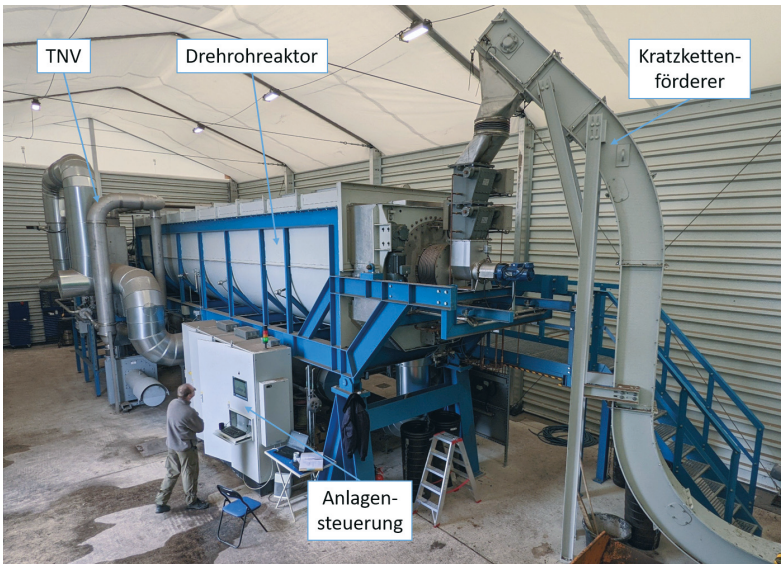


Abb. 4: BSP-Demonstrationsanlage

Durch die thermische Nachverbrennung (TNV) kann ein erheblicher Teil des Heizbedarfs für die Trocknung und Karbonisierung in den Prozess zurückgeführt werden. Abb. 5 zeigt eine schematische Darstellung der Anlage mit der Bilanzierung über Massen- und Energieströme. Die erzeugte Biokohle wird gekühlt ausgeschleust und die Prozessgase in der TNV verwertet, wobei im Regelbetriebsfall kein zusätzlicher Brennstoff zugeführt werden muss. Über einen Wärmeertrager wird die Energie in das Ofenhaus recycelt und unterstützt dort die Beheizung der Anlage.

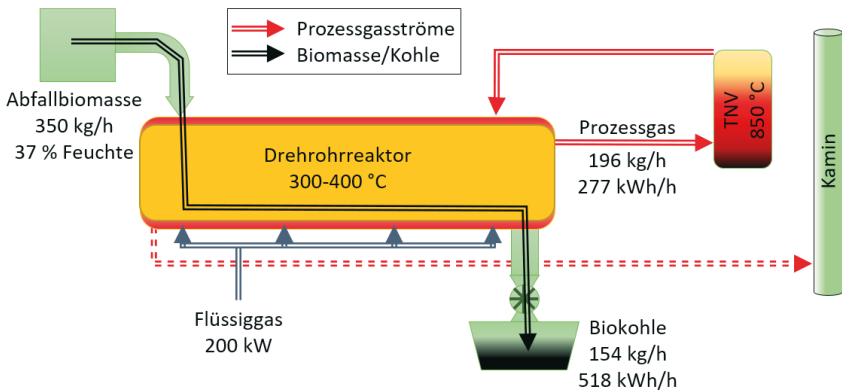


Abb. 5: Anlagenschema mit Massen- und Energiebilanzierung

Insgesamt liegt der Energiebedarf im Vergleich mit den Voruntersuchungen (vergleiche Tab. 1) etwas höher (für NIR-Eject circa 0,5-0,6 kWh/kgIN), was jedoch hauptsächlich in der Anlagentechnik begründet liegt. Der elektrisch geheizte Ofen konnte seine Leistung direkt auf die Drehrohrwand übertragen und muss im Gegensatz zur Gasbeheizung keine Verbrennungsluft und Brenngas erhitzen, welche dann bei erhöhter Temperatur das Ofenhaus verlassen und für eine entsprechend hohe Abwärmeleistung sorgen. Jedoch ist der Unterschied bei weitem nicht so groß, wie der Erzeugungskostenunterschied der jeweiligen Heizmedien.

Die Ausschleusung, Kühlung und Lagerung der erzeugten Biokohle ist Stickstoffbeaufschlagt. In regelmäßigen Intervallen wird die Kohle aus dem Produktcontainer entleert und kann im Freien bis zur Weiterverarbeitung gelagert werden.

Das Ziel ist es Abfallbiomassen zu verwerten, für welche es keine alternativen Entsorgungswege als die Verbrennung gibt. So können zum einen Kosten für die Entsorgung reduziert werden und zum anderen neue Rohstoffe erzeugt werden. Dies gilt insbesondere für mit Kunststofffolien belastete Kompostfraktionen, welche derzeit in der BSP-Anlage umgesetzt werden. Aus diesem Material wird eine homogenisierte, kohlenstoffangereicherte und gerucharme Biokohle hergestellt (siehe Abb. 5).



Abb. 6: Einsatzstoff NIR-Eject (links), resultierende Biokohle (rechts)

Wie die Analysen schon gezeigt haben, ist der Einsatz der Biokohle aus diesen Stoffen als klimaneutraler Brennstoff nur begrenzt möglich, da hohe Aschegehalte in Verbrennungseinrichtungen nicht erwünscht sind. Jedoch gibt es durchaus Anwendungsfälle, in welchen diese Eigenschaft nur eine untergeordnete Rolle spielt, wie zum Beispiel bei der Produktion von Baustoffen, wie Ziegeln oder Zement.

Eine weitere mögliche Nutzungsoption ist die Verwendung von Biokohlen als Bodenverbesserer. Durch den Einsatz von Biokohlen kann die Haltefähigkeit von Wasser und Düngemitteln im Boden verbessert werden. Noch ist die Nutzung jedoch stark eingeschränkt, da diese Stoffe nicht in der aktuellen Düngemittelverordnung genannt sind. Mit der Novellierung der Düngemittelverordnung zum 16.07.2022 (Verordnung (EU) 2019/1009) wird sich dies ändern und Biokohlen als Düngemittel zugelassen.

4 Fazit und Ausblick

Im vorgestellten Projekt wurde auf Basis der Erkenntnisse aus den Forschungen zur von der EnBW patentierten BSP-Karbonisierungstechnologie eine Demonstrationsanlage mit einem Durchsatz von 2.500 t/a errichtet. Es kann für eine große Bandbreite an biogenen Reststoffen eingesetzt werden und verwertet sie zu trockener, kohlenstoffangereicherter Biokohle, welche je nach Einsatzstoff Anwendung in verschiedenen Branchen finden kann. Sie kann sowohl energetisch zur Wärme- und Stromproduktion als auch stofflich verwendet werden. Stoffliche Nutzungsgebiete sind zum Beispiel die Weiterveredelung zu Aktivkohle, welche gegenwärtig am KIT weiter erforscht wird, oder der Einsatz als Bodenverbesserer zum Fixieren von Nährstoffen und zur Optimierung der Wasserspeicherfähigkeit des Bodens. Die Biokohle dient außerdem als CO₂-Speicher, da von Pflanzen aus der Atmosphäre gebundenes CO₂ in ihr fixiert wird.

In Zusammenarbeit mit dem Ingenieurbüro Live Energies GmbH und der Kompostierungsanlage der KDM GmbH am Standort Ratingen wurde eine Demonstrationsanlage errichtet, welche verschiedene biogene Reststoffströme energieeffizient zu lagerfähiger Biokohle verwertet und somit den Wertschöpfungskreislauf der kommunalen Bioabfallbehandlung schließt.

Literatur/Quellen

- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2019): Struktur des Primärenergieverbrauchs in Deutschland 2019; Berlin.
- Statistisches Bundesamt (2017): Fachserie 19 Umwelt, Reihe 1 Abfallentsorgung 2017; Wiesbaden.
- Steinbrück, J. (2019): Biomass Steam Processing - Konzeption und Entwicklung eines Verfahrens zur Karbonisierung von Biomasse; Dissertation; Karlsruher Institut für Technologie.
- Tavakkol, S. (2016): Investigation on Carbonization of Different Biomasses by Biomass Steam Processing (BSP); Masterarbeit; Universität Ulm.

Kontakt

Dr. Johannes Steinbrück, Projektmanager
Dr. George Francis

Live Energies GmbH
Torgauer Str. 116, Leipzig

☎ +49 (0)711.94558335 | ✉ johannes.steinbrueck@liveenergies.de

🌐 www.liveenergies.de

Dr. Leonhard Walz

Energie Baden-Württemberg AG
Durlacher Allee 93, 76131 Karlsruhe

Torsten Schmidt-Baum, Laura García Laverde, Daniela Pomsel,
Nora Szarka, Volker Lenz

„Handwerkerschafts-Dilemma“ beim Umstieg auf Biomasseheizanlagen

Schlagwörter: Heizungsaustausch, Biomassefeuerung, Akteure zur Heizungsaustauschunterstützung, Handwerkerschaft

Zusammenfassung: Die Gruppe der privaten Haushalte gehört zu den drei größten Endenergieverbrauchern in Deutschland. Innerhalb dieser Gruppe werden über 80 % der gesamten Endenergie zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser benötigt.

Wegen ihrer Bedeutung für die Erreichung der Klimaschutzziele steht diese Gruppe schon seit einigen Jahren im Fokus der Politik. Doch trotz intensiver Öffentlichkeitsarbeit und verbesserter Förderanreize stagniert die Wärmewende in Deutschland auf einem niedrigen Niveau von rund 15 % Anteil an erneuerbaren Energien [1].

Neben Energieeffizienzmaßnahmen wie die Dämmung der Gebäudehülle oder einer Optimierung der bestehenden Anlagentechnik muss der Rest der CO₂-Emissionen durch den Einsatz von Erneuerbaren Energien eingespart werden. Um die Energiewende im Wärmesektor zu beschleunigen, identifiziert, kategorisiert und priorisiert die DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH im Rahmen eines vom Bundeswirtschaftsministerium geförderten Projekts diejenigen Hemmnisse, die einen Ersatz von Ölheizungen durch Biomassefeuerungen erschweren.

Neben einer Literaturanalyse wurden Anlagenhersteller und die in den Austauschprozess eingebundenen Akteure (Energieberater*innen, Handwerker*innen und Schornsteinfeger*innen) bezüglich der Probleme in der Praxis als auch möglicher Lösungsansätze befragt. Die Auswertung der Befragungen zeigt, dass in der Informationsbereitstellung für die Hauseigentümer*innen sowie für die benannten Akteure eine Optimierung erforderlich ist. Zudem ist zur Gewährleistung einer neutralen Beratung und einer ganzheitlichen Lösung für das Gebäude im Sinne des Klimaschutzes eine Neustrukturierung des Informations- und Beratungsprozesses erforderlich.

Im Forumsbeitrag werden die wesentlichen Ergebnisse aus den Akteursbefragungen von Heizungsbauern und -bauerinnen, Handwerker*innen, Energieberater*innen und Schornsteinfeger*innen und die daraus abgeleiteten Lösungsansätze vorgestellt. Diese Lösungen bilden die Grundlage für ein im weiteren Projektverlauf zu erstellendes digitales Beratungstool für Eigentümer*innen und Beratende als auch für die Ableitung politischer Handlungsempfehlungen zur schnelleren Erschließung der bestehenden Austauschpotentiale. Ein zentrales [2] Ergebnis ist, dass für Heizungsbesitzer*innen ohne festgelegte Meinung bezüglich des zukünftigen Heizungssystems der erste Kontakt mit einer „vermeintlichen“ Vertrauensperson sehr

häufig entscheidend ist und den gesamten weiteren Entscheidungsprozess stark beeinflusst. Hier ist also das Sicherstellen einer offenen und klimaorientierten Auskunft und Beratung essentiell.

Abstract: *The cluster of private households is one of the three major final energy consumers in Germany. Within this cluster, over 80 % of the total final energy is used to provide space heating and hot water.*

Due to its importance for achieving climate protection targets, this cluster has been the focus of political attention for several years. However, despite intensive public outreach and improved funding incentives, the heat transition in Germany has stagnated on a low level of about 15 % renewables. Moreover, after a downward trend to date, the weather-adjusted energy consumption of gas and petroleum rose again in 2018.

In addition to energy efficiency measures such as insulation of the building envelope or optimization of existing technology, the remaining CO₂ emissions must be saved through the use of renewable energies. In order to accelerate the energy transition in the heating sector, the DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH is identifying, categorizing and prioritizing the obstacles to replace oil heating systems with biomass furnaces, as part of a project funded by the German Federal Ministry of Economics and Technology.

In addition to a literature analysis, technology producers and the actors involved in the replacement process (energy consultants, craftspeople and chimney sweeps) were interviewed regarding the problems in practice as well as possible solutions. The evaluation of the interviews shows that an optimization is required in the provision of information for homeowners as well as for the named actors. In addition, to ensure neutral advice and a holistic solution for the building in terms of climate protection, the information and advisory process needs to be restructured.

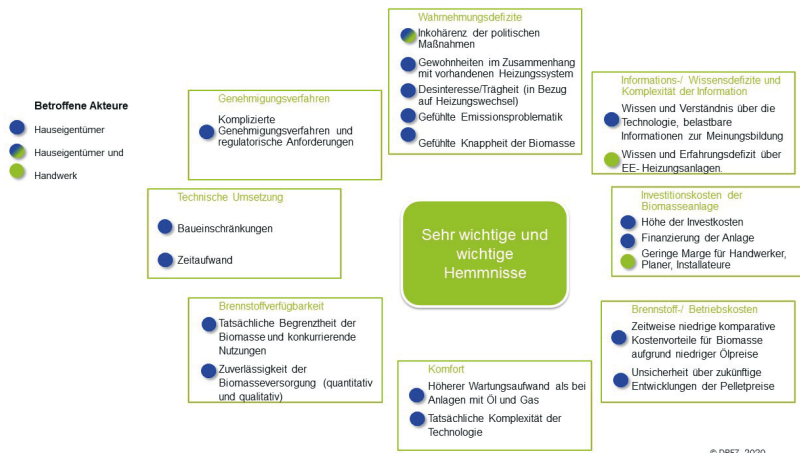
In the presentation, the main results from stakeholder surveys of heating engineers, craftspeople, energy consultants and chimney sweeps and the solutions derived from them will be presented. These solutions form the basis for a digital advisory tool for owners and advisors to be developed in the further course of the project as well as for the derivation of political recommendations for action to tap the existing exchange potential more quickly. A central result is that for heating system owners without a fixed opinion regarding the future heating system, the first contact with a "supposed" person of trust is very often deciding and strongly influences the entire further decision-making process. It is therefore essential to ensure open and climate-oriented information and advice.

1 Einleitung

Die Gruppe der privaten Haushalte gehört zu den drei größten Endenergieverbrauchern in Deutschland. Innerhalb dieser Gruppe werden über 80 % der Endenergie zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser eingesetzt. [3]

Wegen seiner Bedeutung für die Erreichung der Klimaschutzziele steht diese Gruppe schon seit einigen Jahren im Fokus der Politik. Ölheizungen, welche nach den kaum noch verwendeten Kohleheizungen die höchsten energiespezifischen THG-Emissionen unter den Heizsystemen aufweisen, sollen ab 2026 nur noch in Kombination mit weiteren erneuerbare Energien-Systemen verbaut werden[2]. Die mit der Neuinstallation einer Ölheizung einhergehende langfristige Bindung an fossile Energieträger – der sogenannte Lock-in Effekt – lässt sich im Leistungsbereich bis 100 kW durch den Austausch gegen beispielsweise eine deutlich klimafreundlichere Pelletheizung vermeiden.

Um die vorhandenen Potentiale bestmöglich ausschöpfen zu können, werden in dem vom Bundeswirtschaftsministerium geförderten Projekt OBEN "Öl-Ersatz Biomasse Heizung" (FKZ-Nr. 03KB156, <https://www.dbfz.de/oben>) diejenigen Hemmnisse identifiziert, kategorisiert und priorisiert, die einen Wechsel von Öl- zu Pelletheizungen verzögern oder verhindern.



© DBFZ, 2020

Abb. 1: Darstellung wichtiger und sehr wichtiger Hemmnisse für Hauseigentümer*innen und Handwerk beim Ersatz von Ölheizungen durch Biomassefeuerungen, geclustert in acht Hemmnisgruppen

Auf Basis von Expertenbefragungen (Pelletanlagenhersteller und Vertreter*innen von Energieagenturen sowie des Bundesverbandes Bioenergie e.V. sowie Nutzerbefragungen auf Messen) wurde eine Liste der Hemmnisse erstellt, die einen Austausch von Ölheizungen durch Pelletanlagen erschweren respektive verhindern. Diese Liste wurde daraufhin von Wissenschaftler*innen des DBFZ verifiziert und ergänzt und die Hemmnisse im Folgenden von den benannten Akteuren priorisiert. Abschließend erfolgte eine Clusterung in neun Hemmnisgruppen. Die Abb. 1 zeigt nur acht Hemmnisgruppen auf, die als wichtig und sehr wichtig eingestufte Hemmnisse enthalten.

Ziel ist es, auf Basis der identifizierten Hemmnisgruppen mögliche Lösungsansätze gemeinsam mit den in den Bereitstellungs- und Austauschprozess involvierten Akteuren herauszuarbeiten.

Im letztjährigen Tagungsband [4] wurden Lösungsoptionen zur Aktivierung der Heizungsinstallateure und -installateurinnen und zur Auflösung zeitlicher Restriktionen im Havariefall aufgezeigt – und damit auf die Hemmnisgruppe „Technische Umsetzung“ eingegangen. In diesem Beitrag stehen die ebenfalls als sehr starkes Hemmnis identifizierten Informationsdefizite von Hauseigentümer*innen und den von ihnen konsultierten Informationsquellen (Heizungsinstallateur*innen, Schornsteinfeger*innen und Energieberater*innen im Fokus (Hemmnisgruppe „Informations-/Wissensdefizite“).

2 Analysen zum Informations- und Beratungsablauf beim Heizungsaustausch

Eine 2016 durchgeführte umfangreiche Befragung von Haus- und Wohnungseigentümer*innen (n=400) selbstgenutzter Ein- und Zweifamilienhäuser bezüglich ihnen bekannter Beratungsoptionen für einen HeizungsCheck [5] zeigte, dass der überwiegende Teil der Befragten (61 %) Heizungsbauer*innen als Ansprechpartner kennen. Mit 42 % standen Schornsteinfeger*innen an zweiter Stelle, 36 % würden Energieberater*innen als Option in Betracht ziehen. Auch Energieversorger (26 %) und Verbraucherzentralen (24 %) wurden als Anlaufstellen benannt. [Anmerkung: Durch die Möglichkeit von Mehrfachnennungen ergibt sich ein aufsummierter Wert > 100 %]

Da die genannten Beratungsgruppen einen guten Einblick bezüglich der Entscheidungskriterien der Haus- und Wohnungseigentümer*innen haben sowie ihrerseits auch einen wichtigen Einfluss auf die Entscheidungen bei einem anstehenden Heizungsaustausch haben bzw. nehmen können, wurden vom DBFZ mit Akteuren dieser Berufsgruppen und Beteiligten der Verbände mit Beratungserfahrung telefonische Interviews durchgeführt (4 Heizungsinstallateure + Handwerkskammer + Industrieverband Haus-, Heiz- und Küchentechnik, 7 Energieberater und 3 Schornsteinfeger).

Um die eventuellen Unterschiede/Besonderheiten von städtischen und ländlichen Regionen erfassen zu können, wurde darauf geachtet, dass in jeder Akteursgruppe Interviewpartner aus beiden genannten Regionen vertreten waren. Ferner wurden zur Hälfte Heizungsinstallateur*innen ausgewählt, die bereits erkennbare Erfahrungen bezüglich Pelletanlagen aufweisen (Identifikation über nachgewiesene Teilnahme Schulungen des Deutschen Pelletinstituts [DEPI] für das SHK-Handwerk zum „Pelletfachbetrieb“ und/oder expliziter Hinweis auf Pelletanlagen auf ihrer Firmenwebseite).

Trotz der vergleichsweise kleinen Anzahl der problemzentrierten Interviews zeigte sich anhand der sich in vielen Punkte wiederholenden Antworten jedoch relativ schnell, dass die wesentlichen Erfahrungen und Ansichten erfasst wurden und auch bei einem deutlich größeren Stichprobenumfang aller Voraussicht nach keine neuen essenziellen Erkenntnisse gewonnen werden würden.

Die Interviews konzentrierten sich auf folgende Themenfelder:

- Verhaltensmuster der Hauseigentümer*innen – Anlass und Zeitpunkt von Beratungsbedarf
- Informations- und Beratungsprozess
- Hemmnisse seitens der Hauseigentümer*innen, die den Austausch des Heizungssystems gegen Pelletanlagen erschweren/verhindern
- Lösungsbedarf und -vorschläge der befragten Akteursgruppen
- Persönliche Einstellung der Akteure zu Pelletanlagen und Einbezug von Biomasseheizanlagen in die Beratungsgespräche
- Informationsbedarfe der Schornsteinfeger*innen, Energieberater*innen und Heizungsinstallateure und -installateurinnen

3 Interviewergebnisse und identifizierte Optimierungsansätze zur Erhöhung der Beratungsqualität für Pelletanlagen

3.1 Motivation/Anlass der Hauseigentümer*innen für einen Heizungstausch und ein Beratungsgespräch

Generell lassen sich die Hauseigentümer*innen mit älteren Ölheizungen (in der Regel über 20 Jahre) bereits vor dem Auftritt schwerwiegender Betriebsstörungen oder eines Havariefalls bezüglich eines Heizungsaustausches/ Heizungssystemwechsels beraten.

Insgesamt ergibt sich aber ein sehr differenziertes Bild von Hauseigentümer*innen. Insbesondere bei der Bevölkerungsgruppe im Rentenalter ist zu beobachten, dass die bereits verbauten Heizungssysteme so lange wie möglich betrieben werden. Vergleiche mit neuen oder alternativen Heizungssystemen spielen in diesen Fällen eine eher untergeordnete Rolle, da die persönliche Restnutzungsdauer der Immobilie überschaubar ist und die Wahl eines neuen Heizungssystems den Nacheigentümer*innen überlassen wird. Soll das Objekt hingegen zukünftig von Erbberechtigten bewohnt werden, wollen viele Erblasser die Immobilie in einem möglichst guten Zustand übergeben und erneuern noch vor dem Überlassen des Gebäudes das Heizungssystem.

Auf der anderen Seite gibt es eine Gruppe, die die aktuell steigenden Ölpreise, aber auch die deutlich verbesserten Förderangebote für klimafreundlichere Heizungssysteme zum Anlass nimmt, sich über die mit einem Heizungswechsel eventuell verbundenen ökonomischen Vorteile zu informieren.

3.2 Identifizierte Problemfelder und Lösungsansätze zur Verbesserung der Beratungsqualität

Heizungsauswahl aufgrund tendenziöser, nicht neutraler Beratung

Viele Heizungsinstallateure und -installateurinnen arbeiten eng mit bestimmten Heizungsherstellern zusammen und werden von diesen auch fortgebildet. Es besteht mithin die Gefahr, dass die Berater*innen ihrer Kundschaft zu den von ihnen vorwiegend verbauten Techniken raten. Die Energieberater*innen monieren, dass ihre Kundschaft, die sich bereits zuvor überwiegend von ihren Heizungsinstallateuren und -installateurinnen haben beraten lassen, mit sehr vorgefestigten Vorstellungen bezüglich des neuen Heizungssystems zu ihnen kommen.

Dies erschwert eine neutrale Beratung durch die Energieberater*innen und das Aufzeigen alternativer, auch wirtschaftlich im Gesamtpaket interessanter Heizungssysteme deutlich. Ihre Erfahrung zeigt, dass Heizungsinstallateure und -installateurinnen ihrer Kundschaft größtenteils von Pelletanlagen abraten und stattdessen eher zu den von den jeweiligen Installateursbetrieben vertriebenen Produkten raten.

Handwerker*innen bzw. Heizungsinstallateure und -installateurinnen sind mehrheitlich auf bestimmte Heizungssysteme spezialisiert, die sie in großer Stückzahl verbauen. Spezialisierung ermöglicht ihnen einen effizienten Einsatz der Mitarbeitenden und verringert auch nachträgliche Reklamationen aufgrund von (technischen oder installationsbedingten) Betriebsstörungen. Angesichts der derzeit sehr guten Auftragslage, besteht seitens der Heizungsinstallateure und -installateurinnen kein unmittelbarer Handlungsdruck zur Diversifizierung ihrer Produktpalette. Schulungen auf viele Systeme können rein zeitlich (und auch kostenmäßig) nicht bewerkstelligt werden. Die Installation von Pelletanlagen ist erfahrungsgemäß mit einem größeren organisatorischen und baulichen Aufwand verbunden, der zumeist die Einbindung weiterer Gewerke erfordert, die Komplexität steigert, Risiken für Nacharbeiten erhöht und damit die mögliche Gewinnmarge gefährdet.

Dies hat zur Folge, dass in den Beratungsgesprächen mit Kaufinteressierten natürlich in erster Linie die eigenen häufig verbauten Produkte im Vordergrund stehen und Pelletheizsysteme nicht in den Beratungs- und Abwägungsprozess miteingebunden bzw. durch Benennung vermeintlicher Nachteile ausgeschlossen werden, es sei denn ein Installationsbetrieb ist genau auf diese Produktgruppe spezialisiert. Hierbei handelt es sich jedoch vorwiegend nicht um bewusste Irreführung. Vielmehr beruhen die eher negativen Darstellungen von Pelletheizungen auf einzelnen negativen Erfahrungen in der Vergangenheit, Hörensagen und unzureichendes Wissen über den aktuellen technischen Stand der Anlagen und die wesentlichen Ansatzmöglichkeiten für einen zumindest über die ersten Jahre der Gewährleistung störungsfreien Betrieb.

Je nach Spezialisierung und Produktpalette können Heizungsinstallateure und -installateurinnen somit durch ihre frühzeitige Einbindung in den Informa-

tionsprozess einen stark bremsenden Einfluss auf die Erschließung der vorhandenen Ausbaupotenziale für Pelletheizanlagen ausüben. Durch eine derart einseitige persönliche und damit häufig glaubwürdige Beratung legen sich die Hauseigentümer*innen bereits in einem frühen Stadium des Beratungs- und Entscheidungsprozesses auf bestimmte Heizungssysteme oder den Ausschluss gewisser Systeme fest.

Unzureichende Sichtbarkeit von auf Pelletanlagen geschulter Heizungsbaubetriebe (und Schornsteinfegerbetriebe)

Heizungsinstallateure und -installateurinnen, die sich bereits über DEPI-Schulungen für das SHK-Handwerk zum „Pelletfachbetrieb“ weiter qualifiziert haben, werden auf einer DEPI-Liste ausgewiesen [6]. Laut Aussage der Interviewpartner muss die Bekanntheit/Sichtbarkeit dieser Liste noch erhöht werden, denn ihre Kundschaft wird nur selten über diese Liste auf die Unternehmen aufmerksam. Die DEPI-Liste wird von Interessierten wenig zum Auffinden geeigneter Handwerker genutzt. Die Kundschaft wählt eher den Weg über die Anlagenhersteller, die an die passenden Handwerksbetriebe weitervermitteln.

Im Rahmen des Projektes Heizungs-Check/Pellet-Check [7] wurden neue Dienstleistungen entwickelt, erprobt und geschult, damit Handwerks- und Schornsteinfegerbetriebe in einem qualifizierten Schnelltest überprüfen können, ob sich Eigentumshäuser mit Holzpellets beheizen lassen. Jedoch ist auch die Sichtbarkeit der Betriebe, die diese Zusatzqualifikation erworben haben, für Interessierte nicht gegeben.

*Informationsdefizite der Hauseigentümer*innen und der beratenden Akteursgruppen*

Hauseigentümer*innen

Aus Sicht der befragten Akteursgruppen bestehen bei den Hauseigentümer*innen starke Informationsdefizite und Wissensbedarfe bezüglich der mit dem Einbau von Pelletanlagen verbundenen baulichen Anforderungen, aber auch der technischen Möglichkeiten zur Minimierung der Umbaunotwendigkeiten und Staubemissionen (vgl. Abb. 2). Es fehlt auch an einem Überblick zu den Pelletlieferanten, deren Serviceangebote (z.B. Just-in-Time-Lieferung) und der von ihnen verwendeten Lieferteknik (Einblasteknik, ggf. kleinere LKW um auch schwer erreichbare Pelletlager befüllen zu können).

Viele Kunden schrecken vor hohen Investitionskosten zurück. Es fehlt zudem an Informationen zu den Amortisationszeiten der Anlagen und ein Überblick über die Preisentwicklungen von Pellets gegenüber Öl und Gas.

Aber auch hinsichtlich der Förderprogramme bestehen noch Informationsbarrieren. Die derzeit sehr guten Förderangebote für Pelletanlagen sind vielen immer noch nicht ausreichend bekannt beziehungsweise benötigen die Kunden eine frühzeitige Beratung, die sie Schritt für Schritt durch den Förderprozess führt.

Hauseigentümer*innen verschaffen sich im Internet einen ersten Überblick. Hier stoßen sie auf ein breites Informationsangebot aus verschiedenen Quellen. Für die Gäste der Webseiten ist aber häufig nicht klar erkennbar, ob es sich um eine objektive Beratungsgrundlage handelt und ob alle wichtigen Vor- und Nachteile sowie die für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Heizungssysteme herangezogenen Einflussgrößen und Werte berücksichtigt wurden und auch dem aktuellen Stand entsprechen. So finden sich beispielsweise Vergleichsrechner, die noch auf Datengrundlagen aus dem Jahr 2011 basieren und somit auch nicht die aktuellen, für Pelletanlagen vorteilhaften Förderangebote miteinbeziehen.

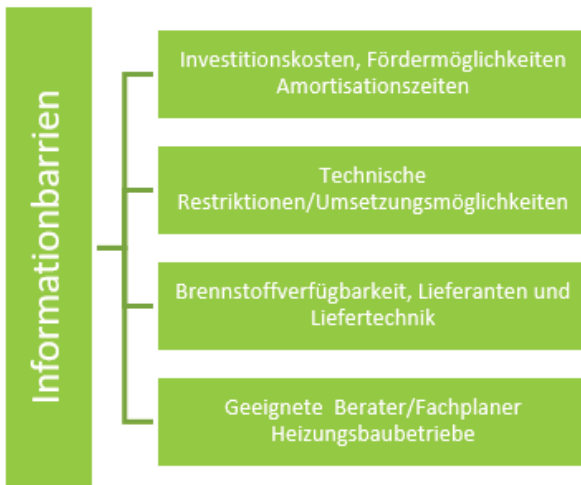


Abb. 2: Informationsdefizite stellen eine erhebliche Barriere zur Nutzung der technischen Möglichkeiten und der Förderangebote und somit der Erschließung der für Pelletanlagen vorhandenen Potentiale dar

Es bedarf daher der Zusammenstellung einer gut sichtbaren und bekannten Informationsgrundlage in Form einer Webseite und/oder App, die Hauseigentümern und -eigentümerinnen neutrale Vorabinformationen über die verschiedenen Heizungssysteme ermöglicht und eine erste Abschätzung der (langfristig) wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit erlaubt. Des Weiteren sollte den Informationssuchenden die notwendigen weiteren Schritte und neutralen Beratungsanlaufstellen aufgezeigt werden, damit die für sie geeignetsten Lösungen gefunden werden können. Auf diese Weise kann ausgeschlossen werden, dass aufgrund von Fehlinformationen im Vorhinein ein Ausschluss von Pelletanlagen erfolgt.

Heizungsinstallateure und -installateurinnen

Handwerker*innen haben aufgrund der gefüllten Auftragsbücher und der fehlenden finanziellen Anreize vornehmlich keine Ambitionen bezüglich des Aufbaus eines über ihre Produktpalette hinausgehenden umfassenderen Beratungsan-

gebots. In kleineren Betrieben ist dies ohnehin kaum leistbar, so dass von einem Interviewpartner eine strikte Trennung zwischen Beratung und Installation und eine Auslagerung der Beratungsleistungen als notwendig erachtet wurde.

Hingegen übernimmt in größeren Betrieben häufig die Geschäftsleitung, die auch gewisse zeitliche Puffer für Fortbildungsmaßnahmen aufweist, die Beratungsfunktion. Beratungs-/Berechnungstools zum wirtschaftlichen Vergleich mehrerer Heizungssysteme werden im Arbeitsalltag der Installateure und Installateurinnen nicht verwendet und aus zweierlei Gründen auch nicht als notwendig erachtet. Zum einen bieten die Entscheidungstools nur eine grobe Abschätzung und berücksichtigen nicht bzw. ungenügend die individuellen Ausgangsbedingungen. So müssen beispielsweise vor dem Einbau von Pelletheizungen noch Schornsteine saniert oder neue Kabel und Rohrleitungen für die Heizung verlegt werden. Diese Details berücksichtigt bislang kein Tool ausreichend und würde die Kundschaft womöglich auch überfordern. Zum anderen holt sich das Gros der Kundschaft schon vorab Informationen zu möglichen Kosten im Internet ein.

Ein als Pelletfachbetrieb ausgewiesener Installateur verwies auf einen Link auf seiner Webseite zu einem Heizungsrechner. Dieser spezielle Heizungsrechner stellt aber keine Biomasseheizanlagen zur Auswahl.

Eine Zusammenstellung und Aufbereitung von Unterrichtsmaterialien und stärkere Einbindung von Pelletheizanlagen in die Installateurausbildung wird von den Ausbildern in Anbetracht der vollen Lehrpläne kritisch gesehen. Es wird jedoch als sehr hilfreich angesehen, wenn zur Unterstützung der Handwerker*innen nach Abschluss ihrer Ausbildung Informationsbroschüren mit „Tipps für die Praxis“ bereitgestellt werden. Darin sollten die wichtigsten Neuerungen aus Gesetzestexten und Richtlinien für die Handwerker*innen aufbereitet sein und in kurzer Form auf ihr Handwerk gespiegelt werden. Dies ermöglicht den Handwerker*innen sich auch während ihres Arbeitsalltag weiterzubilden und sich über aktuelle Entwicklungen der Regularien auf dem Laufenden zu halten. Auch fehlt aktuell eine Internetplattform wo diese kurzen prägnanten Informationen bereitgestellt werden.

Schornsteinfeger*innen

Der Schwerpunkt der Ausbildung liegt auf Dienstleistungen zum vorbeugenden Brandschutz sowie – in Bezug auf Biomasseheizanlagen – auf der Beratung und dem Erkennen der Brennstoffqualität. Wirtschaftliche Vergleiche zwischen verschiedenen Anlagenkonzepten sind hingegen nicht Inhalt der Ausbildung. Allerdings ist die Ausbildung zum Energieberater fester Bestandteil der Weiterqualifizierung zum Schornsteinfegermeister, womit mittlerweile viele Vertreter*innen dieser Berufsgruppe auch als Energieberater tätig sind.

Im Zusammenhang mit der zunehmenden Konkurrenz im Schornsteinfegerhandwerk bildet sich diese Akteursgruppe auf jährlichen Schulungen und Messveranstaltungen weiter fort. So gab einer der interviewten Schornsteinfeger

an, die DEPI-Schulungen besucht zu haben, um seine Kundschaft besser in Sachen Biomassefeuerungsanlagen beraten zu können.

Die befragten praktizierenden Schornsteinfeger gaben an, dass neben den üblichen jährlichen Schulungen für das Handwerk kein Bedarf und keine Zeit für zusätzliche Schulung für Pelletanlagen besteht. Zur Unterstützung ihrer Arbeit wären daher auch in diesem Fall eine kurze und prägnante Zusammenstellung der berufsrelevanten Information hilfreich.

Energieberater*innen

Die Energieberater*innen stützen ihre Beratungen oft auf Beratungssoftware wie beispielsweise „Der Energieberater“, welche einen Wirtschaftlichkeitsvergleich verschiedener Heizungsanlagenkonzepte unter Einbeziehung der Fördermöglichkeiten erlaubt und automatisiert Energieberatungsberichte erstellt. Allerdings greifen einige auch auf kostenfreie, aber veraltete Berechnungsprogramme zurück.

Eine übersichtliche Darstellung der aktuellen Förderangebote und der sich daraus für die Energieberater*innen ergebenden Konsequenzen in ihren Beratungsleistungen wird von den interviewten Energieberater*innen als sehr dringlich erachtet. Durch Neuordnung der Förderungen, neue Gesetze und sich zeitlich überschneidende oder nicht zueinander passende Förderprogramme wird der persönliche Fortbildungsaufwand der Energieberater*innen als hoch eingeschätzt, was dazu führen kann, dass die Beratungsqualität und der Fördermittelabfluss nicht optimal sind. Ihre Erfahrung ist, dass der im Rahmen der Energieberatung zu erarbeitende Sanierungsfahrplan auf viele Heizungsinstallateure und -installateurinnen zu kompliziert und bürokratisch wirkt und sie ihrer Kundschaft eher abraten. Die Erreichbarkeit und Unterstützung durch die BAFA-Hotline bei Fragen zu den Förderprogrammen sowie die Verständlichkeit des Beantragungsregisters wird als verbesserungswürdig eingestuft.

Die Fortbildungen werden angeboten von den bereits erwähnten Heizungsherstellern, wie z.B. Viessman, dem Gebäudeenergieberater Ingenieure Handwerker e.V. (GIH) oder dem Deutschen Energie Netzwerk e.V. (DEN). Die GIH und der DEN bieten Fortbildungen zu den gesetzlichen Rahmenbedingungen sowie zu den Förderprogrammen. Vorträge zu Anlagentechniken, die der GIH oder der DEN anbietet, werden zumeist von den Anlagenherstellern gehalten.

Das BAFA fordert jährliche Fortbildungen von ihren Energieberater*innen, ohne die die Zertifizierung nicht verlängert wird. Den BAFA-Berater*innen bleibt es dabei überlassen, zu welchen Anlagentechniken sie sich fortbilden. Die BAFA stellt hierzu lediglich eine Liste von Anlagentypen bereit, für die Fortbildungen anerkannt werden. Die BAFA-Berater*innen könnten sich demnach mehrere Jahre hintereinander ausschließlich im Themenfeld Solartechnik weiterbilden und würden ihre Zertifizierung behalten. Es besteht die Gefahr, dass Energieberater*innen, die in ihrer Berufspraxis bislang wenig mit Pelletanlagen

zu tun hatten und bisher nur wenige diesbezügliche Kundenanfragen erhielten, nicht auf dem aktuellen Wissenstand bezüglich dieser Technik sind und sich auch nicht dementsprechend weiterbilden. Der Kunde erhält in diesem Fall keine optimale Beratung.

Zusätzliche Schulungsangebote werden aufgrund der knappen Zeitressourcen von den Energieberater*innen eher kritisch gesehen. Gewünscht werden hingegen Beratungs- und Berechnungsmodule, die eine mittel- bis langfristige Amortisation der Anlagen aufzeigen und in Abhängigkeit der Hausgröße in Quadratmetern eine schnelle Abschätzung der für die Pelletlagerung benötigten Raumgröße ermöglichen. Aufgrund von begrenzten zeitlichen Ressourcen wäre ein Online-Leitfaden/Online-Tool oder App zu den Ablaufprozessen (synchronisiert mit den aktuellen Förderprogrammen) und einer ersten Kostenabschätzung bzw. einem ersten Kostenvergleich hilfreich.

Um die Wissenslücken der Energieberater*innen bezüglich der Pelletanlagen und des Pelletbrennstoffs (Betriebssicherheit, Brennstoffzuführung mit Schlauchtechnik, Nachhaltigkeit des Brennstoffs, Preisvorteile ...) zu füllen und damit auch die Zahl der im Beratungsgespräch dem Kunden gegenüber aufgezählten Vorteile deutlich zu erhöhen, könnten eine kurze Faktenliste für die Energieberater*innen zusammengestellt werden. Dann kann die Multiplikatorenwirkung der Energieberater*innen besser genutzt werden.

3.3 Problemfelder und Lösungsansätze zur Verbesserung des bislang üblichen Informationsprozesses

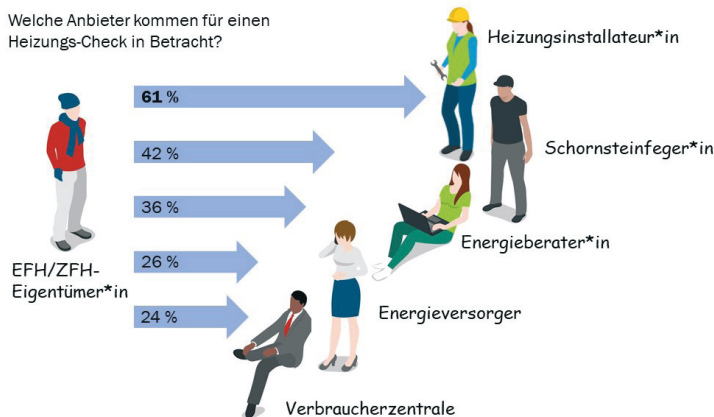
Die Interviewauswertungen bestätigen die Analyseergebnisse der bereits oben genannten IFAM-Studie (vgl. auch Abb. 3). Wie die befragten Energieberater und Schornsteinfeger bestätigen, lassen sich im weit überwiegenden Teil der Fälle die Kunden bei Fragen zum Heizungssystem zuerst durch das Heizungsbauerhandwerk beraten. Hier existieren zumeist langjährige Kunden-Handwerkerbeziehungen, die angesichts des aktuellen Handwerkermangels die Wahrscheinlichkeit erhöhen, dass bei einem Störfall schnell Abhilfe geschaffen wird. Die interviewten Heizungsinstallateure merkten allerdings an, dass die Kunden sich bereits vor dem Beratungsgespräch oftmals schon im Internet vorinformieren und dann über die Anlagenhersteller an die geeigneten Installateure und -installateurinnen weitervermittelt werden.

Energieberater*innen werden dann in der Folge zumeist nur aufgrund förderrechtlicher Notwendigkeit oder ihrer umfassenderen Beratungskompetenz hinsichtlich ganzheitlicher Energieeffizienzkonzepte von den Hauseigentümern und -eigentümerinnen angesprochen. Schornsteinfeger*innen wiederum werden nach dem Ersttermin mit dem Handwerker bzw. der Handwerkerin zur Abklärung brandschutzrechtlicher Anforderungen und damit ggf. verbundenen notwendigen Umbaumaßnahmen vom Installateur bzw. der Installateurin oder der Kundschaft kontaktiert.

Schornsteinfeger*innen werden üblicherweise bei ohnehin anstehenden Vor-Ort-Terminen – Kehrtermine, Überprüfung der Heizungsanlage oder zur Feuerstättenschau – als erstes von der Kundschaft angesprochen. Die Kundschaft schätzt hier besonders die Neutralität der Schornsteinfeger bzgl. der Anlagensysteme. Aufgrund der häufig ungeplanten situativen Kundenanfragen, können in diesen Fällen die hinsichtlich der Anlagentechniken neutralen Beratungsgespräche nur kurz ausfallen. Es wird/kann dann häufig abschließend die Empfehlung gegeben, sich tiefergehend im Internet zu informieren.

Die Energieberater monierten, dass ihre Kundschaft, die sich bereits im Vorfeld von ihren Heizungsinstallateuren und -installateurinnen, zu denen ein Vertrauensverhältnis besteht, haben beraten lassen, mit sehr vorgefestigten Vorstellungen bezüglich des neuen Heizungssystems zu ihnen kommen. Dies erschwert eine neutrale Beratung durch die Energieberater*innen und das Aufzeigen alternativer, auch wirtschaftlich interessanter Heizungssysteme deutlich.

Durch eine einseitige bzw. nicht neutrale Beratung legen sich die Hauseigentümer*innen bereits in einem frühen Stadium des Beratungs- und Entscheidungsprozesses auf ein bestimmtes Heizungssystem fest.



Quelle: eigene Erstellung auf Basis der Ergebnisse des Fraunhofer IFAM, Abbildung unter Nutzung von Icoograms, <https://icoograms.com>, DBFZ 2021

Abb. 3: Im derzeitigen Informationsbeschaffungsprozess bei angedachten Heizungstausch sind Heizungsinstallateure zum überwiegenden Teil die Erstanlaufstellen der Hauseigentümer (eigene Darstellung auf Basis von [5])

Um eine neutralere Beratung zu ermöglichen wird eine Modifizierung und stärkere Einflussnahme der Politik auf den Informationsablaufprozess empfohlen. Diese ist darauf auszurichten, dass die Position der unabhängigen Energieberater*innen weiter gestärkt und in den offiziellen und neutralen Infor-

mationsquellen immer als erste Ansprechpartner im Informations- und Planungsprozess dargestellt werden. Abhilfe könnte eine bundesfinanzierte Beratungsstelle für den Erstkontakt schaffen, die dann an neutral beratende Einrichtungen verweist und sehr offensiv vom Bund beworben wird.

Ein wichtiger Anstoß und Anknüpfungspunkt sind die mit dem Inkrafttreten des Gebäudeenergiegesetz (GEG) am 01.11.2020 mit einer/m Energieberater*in zu führenden „informativischen Beratungsgespräche zur Ausstellung des Energieausweises“, „wenn ein solches Beratungsgespräch als einzelne Leistung unentgeltlich angeboten wird“ (§ 80 Abs. 4 GEG). In dem Gespräch sollen die Hauseigentümer*innen über grundlegende Inhalte des Energieausweises aufgeklärt werden, insbesondere über kostengünstige Modernisierungsmöglichkeiten. Auch die Bundesförderung für Energieberatung für Wohngebäude (EBW) bezuschusst eine qualifizierte Energieberatung, um Immobilien besitzenden Personen einen sinnvollen Weg aufzuzeigen, wie sie ihr Gebäude über eine Gesamtanierung in einem Zuge oder Schritt-für-Schritt Maßnahmenplan über einen längeren Zeitraum durch aufeinander abgestimmte Maßnahmen umfassend energetisch sanieren können.

Die qualifizierten und neutralen Energieberater*innen zeigen anhand der baulichen Gegebenheiten dem Hauseigentümer bzw. der Hauseigentümerin zunächst die (durch ggf. weitere bauliche Prüfungen zur verifizierende) umsetzbaren Heizungsanlagenkonzepte auf, die sich für den Kunden bzw. die Kundin – auch in Hinblick weiterer durchzuführender Energieeffizienzmaßnahmen und vorhandenen Förderungsmöglichkeiten – am wirtschaftlichsten und klimaschonendsten sind.

Zur Unterstützung dieser Beratungsleistung wird eine Software benötigt, die weitmöglichst aktuelle Daten zu Investitions- und Betriebskosten der einzelnen Heizungssysteme bietet sowie einen guten Überblick über die vorhandenen Förderangebote und die damit verbundenen Auflagen.

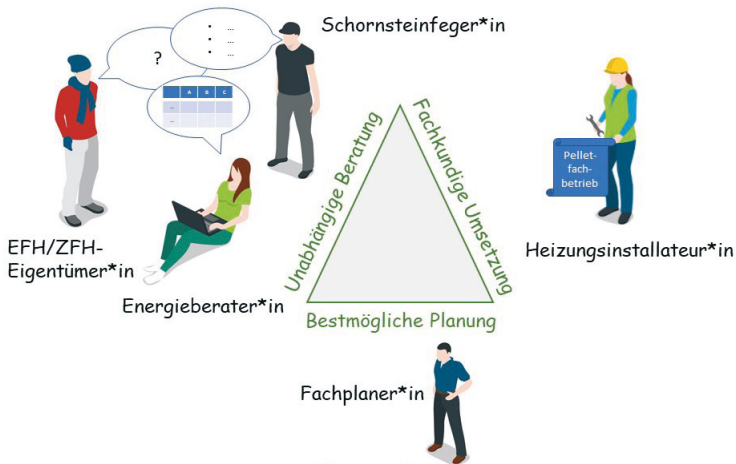
Zur Prüfung der Umsetzbarkeit der vom Kunden ausgewählten Heizungssysteme ist – wie im Falle von Pelletanlagen – häufig noch eine bauliche Vor-Ort-Prüfung durch Schornsteinfeger*in vorzunehmen und zur Gewährleistung einer hohen Betriebssicherheit/eines hohen Betriebskomforts ggf. auch ein(e) Fachplaner*in einzubinden. Idealerweise verfügen die Energieberater*innen auch über Zugang zu weiteren, für den Abwägungsprozess hilfreichen Informationen wie eine Liste der regionalen auf Pelletanlagen spezialisierten Heizungsinstallateur*innen und ihrer Wartungs- und Störungsservices sowie Pelletlieferanten mit ihren Serviceangeboten und Liefertechiken.

Die Energieberater*innen – die den gesamten Energieeffizienzmaßnahmenplan mit berücksichtigen – übernehmen damit als zentrale Anlaufstelle eine stärker koordinierende Funktion, in dem sie den Hauseigentümer*innen anhand einer Check-Liste und eines Schritt-für-Schritt-Plans durch den Prozess führen und

an die jeweiligen geeigneten Fachleute (Schornsteinfeger*in, Fachplaner*in und Heizungsinstallateure/-installateurinnen) verweisen (vgl. Abb. 4). Durch die klare Trennung von Beratung und Umsetzung könnten dann die jeweiligen Qualifikationen optimal genutzt und ein im Sinne der Kundenbedürfnisse bestmöglich zugeschnittenes Ergebnis realisiert werden.

Mit dem Schornsteinfeger-Handwerksgesetz, das die Abkehr von Kehrbezirksmonopolen einläutet, werden den Schornsteinfeger*innen auch die Möglichkeiten eröffnet, weitere Services anzubieten. In dem nun erforderlichen Bewerbungsverfahren auf die freiwerdenden Kehrbezirke werden Fortbildungsmaßnahmen zudem positiv berücksichtigt. Da Schornsteinfeger*innen in ihrem Praxisalltag eine hohe Zahl an Kundenkontakten haben, könnten sie mit einer Zusatzausbildung zur Energieberater*in zukünftig proaktiv auf die Kunden zugehen und sie zu einer qualifizierten Energieberatung bewegen.

Wie könnte eine höhere Beratungsqualität erreicht werden?



Quelle: eigene Erstellung unter Nutzung von IcoGrams, <https://icograms.com>, DBFZ 2021

Abb. 4: Empfohlener Informationsablauf zur Gewährleistung einer höheren Beratungsneutralität

4 Fazit

Die Auswertung der Interviews mit Schornsteinfeger*innen, Energieberater*innen und Heizungsinstallateur*innen zeigte auf, dass nicht nur bei Hauseigentümern und -eigentümerinnen, sondern auch bei allen beratenden Akteursgruppen Wissenslücken und Informationsbarrieren bezüglich Pelletanlagen bestehen. Bezüglich Pelletheizungen existiert bereits ein großes Informationsangebot im Internet und in Form von Broschüren. Dieses ist aber aufgrund der Vielzahl der Quellen, mit unterschiedlicher Intension, ihrem unterschiedlichen Aktualitätsgrad und auch oftmals unzureichenden/auslassenden Informationen für den

Heizungskunden eher verwirrend und auch für die Berater*innen in ihrer Berufspraxis nicht nutzbar.

Um diese Barrieren zu überwinden, sind die für die Installation und den Betrieb relevanten Informationen bedarfsgerecht zusammenzustellen und aktuell zu halten, auf einer Internetplattform und/oder einer App verfügbar zu machen und durch entsprechende öffentlichkeitswirksame bundesweite Bewerbung dieser Hilfsmittel eine hohe Nutzungsrate sicherzustellen.

Die Rolle der Energieberater*innen als zentrale und neutrale Anlauf- und Koordinierungsstelle bei Planungen von Energieeffizienzmaßnahmen und damit verbundenen Heizungswechseln sollte weiter gestärkt und von der Politik forciert werden. Empfohlen wird, dass die Energieberater*innen zukünftig die Hauseigentümer*innen anhand einer Checkliste und eines Ablaufplanes – der jeweils an die aktuellen Förderkonditionen anzupassen ist – durch den Planungs- und Umsetzungsprozess führen. Für die Detailplanung und Umsetzung verweisen sie auf die regional ansässigen Schornsteinfegerbetriebe, Fachplaner*innen und Pelletfachbetriebe sowie Pelletlieferanten und ihre jeweiligen Leistungsangebote. Diese Informationspakete sollten ebenfalls zentral über eine Webseite und App vorgehalten werden bzw. über diese abrufbar sein.

Der empfohlene Verfahrensablauf gewährleistet durch die höhere Beratungsneutralität und eine stärkere Einbeziehung des Heizungswechsels in den Kontext eines energetischen Sanierungsfahrplanes eine im Sinne des Förderzieles optimale Verwendung der Fördermittel. Der weitere Ausbau der Beratungsleistungen von Energieberater*innen kommt auch dem Heizungsbauhandwerk entgegen, das aufgrund der sehr guten Auftragslage zu wenig Zeit und auch zu wenig finanziellen Anreiz für Beratungen hat. Generell haben Heizungsbaubetriebe an Pellets nur Interesse, wenn sie auf diesem Gebiet spezialisiert sind. Geplant ist, durch eine bessere Sichtbarkeit der Pelletfachbetriebe die bestehenden Potenziale für Pelletheizungen weiter zu heben. Zudem ist die Selektion der für Pelletanlagen in Frage kommenden Objekte für Schornsteinfeger*innen einfacher (vgl. IFAM-Studie [8]). Auch hierdurch ist eine bessere Ausschöpfung der vorhandenen Förderoptionen zu erwarten. Die Politik kann durch langfristige Förderangebote und gleichbleibende Verfahrensabläufe wesentlich dazu beitragen, dass die vorhandenen Mittel koordiniert und mit Bedacht genutzt werden.

Die nächsten Schritte im vorgestellten Projekt bestehen darin, das Verfahrensschema für den Ersatz von Ölheizungen durch eine Heizung auf Biomasse weiter zu schärfen und die notwendige zielgruppengerechte Informationsaufbereitung und -zusammenstellung zu initiieren. Abschließend wird die Praktikabilität der Lösungsansätze mittels digitaler Werkzeuge in einer Testphase (Real-Labor) überprüft.

Danksagung

Die Arbeiten für diesen Tagungsbandbeitrag wurden dankenswerter Weise durch das Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi) im Rahmen des Projekts „OBEN“ (FKZ: 03KB156) finanziert.

Literatur/Quellen

1. Umweltbundesamt (UBA). Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGE: unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); 2021 [cited 2021 Apr 26]. Available from: URL: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2020.pdf;jsessionid=0C14CB20736A5C27D4C1FCDE1B6EC174?__blob=publicationFile&v=31.
2. Bundesregierung. Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050 [cited 2021 Apr 26]; 2019. Available from: URL: <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf>.
3. Umweltbundesamt. Energieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren; 2021 [cited 2021 Apr 26]. Available from: URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren>.
4. Pomsel D, Wurdinger K, García L, Szarka N, Lenz V. Ölersatz Biomasse Feuerung. In: 14. Rostocker Bioenergieforum, Veranstalter: Universität Rostock, Landesforschungsanstalt für Landwirtschaft und Fischerei MV, Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH - 19. Dialog Abfallwirtschaft MV, Veranstalter: Universität Rostock, Ministerium für Landwirtschaft und Umwelt MV, envimv; Geplant am 16./17. + 18. Juni 2020 an der Universität Rostock (nicht durchgeführt aufgrund der Beschränkungen im Zuge der Corona-Pandemie) : Tagungsband. Rostock: Universität Rostock, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät; 2020. p. 311–21 [Schriftenreihe Umweltingenieurwesen; Band 95].
5. Clausnitzer K-D, Rackwitz T. HEIZUNGS-CHECK: Heizungs-Check: Marktforschung bei potenziellen Kunden: FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR FERTIGUNGSTECHNIK UND; 2016 [cited 2021 Apr 26]. Available from: URL: <https://www.klimaschutz.de/sites/default/files/X1.pdf>.
6. Pelletfachbetriebe und Fachstudios Pelletkaminofen [cited 2021 Apr 26]. Available from: URL: <https://depi.de/pelletfachbetriebe-und-ofenstudios>.
7. Bundesamt für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Heizungs-Check / Pellets-Check: Entwicklung, Erprobung und Schulung von Dienstleistungen zur Verbesserung der Energieeffizienz von Heizungsanlagen sowie zur Förderung des verstärkten Einsatzes von Holzpellets; 2021 [cited 2021 Apr 26]. Available from: URL: <https://www.klimaschutz.de/projekt/heizungs-check-pellets-check>.
8. Clausnitzer K-D. FELDVERSUCH „PELLETS-CHECK“: ERGEBNISSE DER BEFRAGUNG VON BEGLEITENDEN BETRIEBEN: FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR FERTIGUNGSTECHNIK UND; 2018 [cited 2021 Apr 26]. Available from: URL: <https://www.klimaschutz.de/sites/default/files/X5.pdf>.

Kontakt

*Dr. Torsten Schmidt-Baum, Laura García Laverde, Daniela Pomsel,
Dr.-Ing. Nora Szarka und Dr.-Ing. Volker Lenz*

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig

✉ torsten.schmidt-baum@dbfz.de | 🌐 www.dbfz.de

Multiphysikalische CFD-Simulation zur Optimierung der Klärschlammverbrennung in stationären Wirbelschichten und zur Optimierung des Designs

Allein in Deutschland fielen 2019 etwa 1,74 Mil. Tonnen Klärschlamm an, die zwangsweise als Reststoff in Kläranlagen produziert werden. Aufgrund des ursprünglich hohen Schadstoffgehalts verlor die bodenbezogene Verwertung zunehmend an Bedeutung. Die thermische Verwertung nahm, insbesondere durch den hohen Phosphoranteil innerhalb der Klärschlammasche, an Bedeutung zu. In Mecklenburg-Vorpommern oder in Rheinland-Pfalz wurden 2019 noch etwa die Hälfte der Klärschlämme in der Landwirtschaft verwertet, wobei landesweit, mit wachsender Tendenz, die thermische Verwertung mit etwa 74 % deutlich überwiegt. Hinzu kommt, dass aufgrund der aktuellen Klärschlammverordnung die bodenbezogene Klärschlammverwertung ab 2029 nur noch schwer möglich sein wird (ausgenommen Kommunen mit bis zu 50.000 bzw. 100.000 Einwohnern). Bei der aufkommenden Entsorgungsfrage des Klärschlammes ergibt sich insbesondere für kleinere Kommunen ein Zielkonflikt. Im Falle von zentral angelegten Verwertungsanlagen größerer Leistung lässt sich die stark schwankende Ausgangszusammensetzung des Brennstoffs besser beherrschen, doch der Transport der wasserhaltigen Schlämme sowie der Aufbau der dazu notwendigen Infrastruktur verschlechtert die ökologische Bilanz. Andererseits stehen kleinere Anlagen oftmals nur im falschen Leistungsbereich oder gar nicht zur Verfügung. Um eine bessere Bewertung kleinerer Verwertungsanlagen zu ermöglichen, wird in dieser Arbeit eine dezentrale Wirbelschichtverbrennung kleiner Leistung mittels 3D-CFD-Methodik analysiert.

Es wird ein Euler-Euler-Ansatz zur Abbildung der turbulenten Gas-Festkörper-Mehrphasenströmung verwendet. Damit werden unterschiedliche Auswirkungen hinsichtlich des Klärschlammumsatzes und der Schlammzusammensetzung, der resultierenden Prozessführung wie z.B. der Fluidisierung oder der lokal heterogenen Strömungsverhältnisse untersucht. Zur Abbildung der Partikelinteraktionen der granularen dispersen Phasen wird die Kinetische Theorie Granularer Fluide angewandt, mit der sowohl die impulsdominierte Strömung im Freeboard als auch die kollisionsdominierte Strömung im Wirbelbett simuliert wird. Ziel ist die Abbildung der thermochemischen Konversion und des resultierenden transienten Temperaturfelds innerhalb des Wirbelbettes. Dieses dient als Quelle für weiterführende Untersuchungen zur thermischen Belastung an Reaktorwandungen und zur Optimierung des Wirbelschichtdesigns für stark inhomogene Energieträger wie Klärschlamm. Neben dem Euler-Euler-Ansatz zur Behandlung der Mehrphasenströmung und der Phaseninteraktionen beinhaltet das Modellkonzept Submodelle zur Beschreibung der thermochemischen Konversion, gegliedert in Trocknung, Pyrolyse, Koksausbrand und Gasphasenreaktionen. Eine wesentliche Herausforderung der Simulation von Klärschlammverbrennung

besteht darin, die Eigenschaften und die freigesetzte Energie repräsentativ für den jeweiligen Brennstoff mit möglichst geringer numerischer Komplexität zu bestimmen.

Der Beitrag gibt einen Überblick über das entwickelte Modellkonzept und zeigt erste Einblicke in die Klärschlammverbrennung in stationären Wirbelschichten.

Kontakt

Dr.-Ing. Dorian Holtz

Universität Rostock Fakultät für Maschinenbau und Schiffstechnik,
Lehrstuhl für Technische Thermodynamik
Albert-Einstein-Straße 2, 18059 Rostock

✉ dorian.holtz@uni-rostock.de

FORUM B (DONNERSTAG)

BIOENERGIE

Bioenergieanlagen in Deutschland bis 2035 – Eine ökonomische Analyse unter den Rahmen- bedingungen des EEG 2021

Zusammenfassung: Bis zur Novelle des EEG 2021 passte der Regulierungsrahmen für Bioenergie, vor allem das EEG 2017, eher nicht zu den klimapolitischen Zielen der Bundesregierung zur Erreichung definierter Ausbauziele für die verschiedenen erneuerbaren Energien. Im Klimaschutzprogramm 2030 wird z.B. für die Bioenergie in Deutschland ungefähr ein Beitrag in Höhe des Status Quo beschrieben, wobei hinsichtlich der installierten elektrischen Leistung 8,4 Gigawatt (GW_{el}) sowie eine Bruttostrombereitstellung von 42 Terrawattstunden (TWh_{el}) (vgl. BMU, 2019) als Ziel definiert werden. Zur Erreichung dieser Ziele spielen ohne den Zubau neuer Anlagen vor allem Bestandsanlagen eine zentrale Rolle, die dafür aber nach Ende der ersten Vergütungsperiode erfolgreich ins Ausschreibungsdesign wechseln müssen. Anhand dieses Beitrages soll zunächst der Status Quo des Bioenergieanlagenbestandes in Deutschland dargestellt werden. Anschließend erfolgt die Darstellung wichtiger Anforderungen bzgl. der Teilnahme an den Ausschreibungen des EEG 2021 mit Fokus auf Biogas-Bestandsanlagen. Im Anschluss werden anhand verschiedener Methoden und eines Beispiels die wirtschaftlichen Möglichkeiten und Grenzen zur Teilnahme an den Ausschreibungen erörtert. Eine Zusammenfassung rundet den Beitrag inhaltlich ab.

Abstract: Until the amendment of the EEG 2021, the regulatory framework, especially the EEG 2017, for bioenergy did not rather fit the climate policy goals of the German government to achieve defined expansion targets for the different renewable energies. The Climate Protection Programme 2030, for example, describes a contribution for bioenergy in Germany roughly at the level of the status quo, with a target of 8.4 gigawatts (GW_{el}) in terms of installed electrical capacity and a gross electricity supply of 42 terawatt hours (TWh_{el}) (BMU, 2019). In order to achieve these targets, existing plants will play a key role without the addition of new plants, but they will have to successfully switch to the tendering design after the end of the first payment period. This paper will first present the status quo of the bioenergy plant stock in Germany. This is followed by a presentation of important requirements regarding participation in the tenders of the EEG 2021 with a focus on existing biogas plants. Subsequently, the economic possibilities and limits for participation in the tenders are discussed, using various methods and an example. A summary with a conclusion rounds off the content of the article.

1 Einleitung & Status Quo

Bioenergieanlagen¹ stellen im Jahr 2020 rund 17,1 % der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland. Dabei gehen rund 11,4 % der erneuerbaren Stromerzeugung auf Biogas zurück. Im Bereich der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien stellen Bioenergieanlagen mit einem Anteil von rund 75,9 % die wichtigste erneuerbare Energiequelle dar (BMWi 2021).

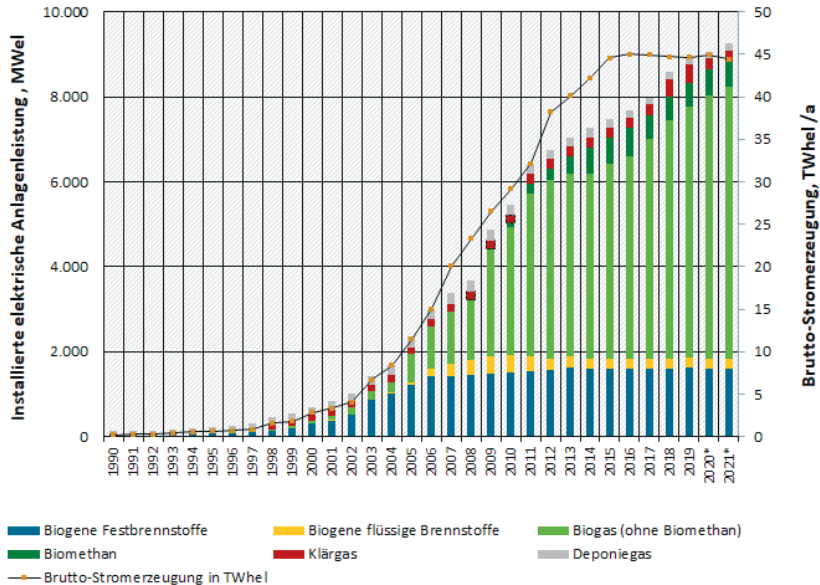


Abb. 1: Entwicklung der Anzahl der Bioenergieanlagen nach Art der eingesetzten Biomasse und der Summe der Bruttostrombereitstellung; Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2020. Datenbasis Zeitreihen der AGEE-Stat von 1990-2019 vgl. (BMWi 2020). *Prognose für 2020 und 2021 nach Abschätzung DBFZ (Biomasse ohne Biomethan) und dena (Biomethan).

Im Bereich Biogas (Vor-Ort-Verstromung) wurden in den vergangenen Jahren, aufgrund der gesetzlichen Rahmenbedingungen, vordergründig Erweiterungen von Bestandsanlagen, Umstellungen auf den flexiblen Anlagenbetrieb sowie der Zubau von Güllekleinanlagen und wenigen Anlagen im Abfallbereich realisiert. Aufgrund des geringen arbeitswirksamen Leistungszubaus stagniert die Stromerzeugung aus Biogas bei etwa 28,5 TWh_{el} (vgl. Abb. 1).

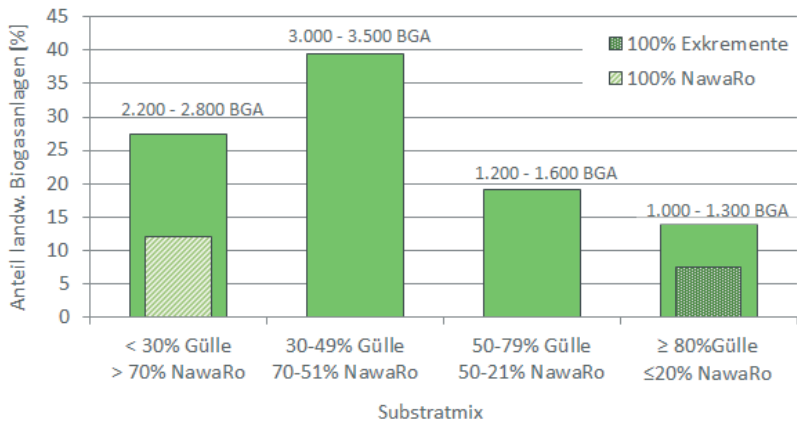
Die durch Biogas über KWK bereitgestellte Wärme erzielte 2020 rund 13,4 TWh_{th} (BMWi, 2021). Ende 2020 sind in Deutschland rund 8.700 Biogasproduktionsanlagen in Betrieb (vgl. Tab. 1), wobei hier bereits Anlagenstilllegungen und Außerbetriebnahmen berücksichtigt wurden. Der Anlagenbestand ist somit erstmals rückläufig.

¹ Biogene Festbrennstoffe inkl. Klärschlamm, biogene flüssige Brennstoffe, Biogas und Biomethan

Tab. 1: Biogasanlagenbestand (in Betrieb) in Deutschland
differenziert nach Anlagenart, 31.12.2020

Art der Biogasproduktionsanlage	Anzahl Standorte 12/2020
Landwirtschaftliche Biogasproduktionsanlagen	ca. 8.400
davon Güllekleinanlagen (≤ 75 kW) gem. §27b EEG 2012/§46 EEG 2014/ §44 EEG 2017)	ca. 940
Kofermentationsanlagen/ Vergärungsanlagen auf Basis von organischen Abfällen und tierischen Exkremente/ NawaRo (Anteil organischer Abfälle < 90 %, massebezogen)	ca. 150
Abfallvergärungsanlagen (Anteil org. Abfälle ≥ 90 %, massebezogen)	142
Biogasproduktionsanlagen (VOV), gesamt	ca. 8.700

Die Mehrheit der Biogasanlagen wird auf Basis tierischer Nebenprodukte wie Gülle und Festmist sowie nachwachsender Rohstoffe (NawaRo) betrieben. Derartige landwirtschaftliche Biogasanlagen dominieren den Biogasanlagenbestand in Deutschland und machen rund 96 % der Biogasproduktionsstandorte aus. Eine Differenzierung des Substratinputs in landwirtschaftlichen Biogasanlagen zeigt, dass der Einsatz von tierischen Exkrementen mehrheitlich 30-50 % des Substratinputs ausmachen (vgl. Abb. 2).



© DBFZ, 12/2020

Abb. 2: Landwirtschaftliche Biogasanlagen in Deutschland, differenziert nach Substratinput, eigene Darstellung

In Bezug auf die installierte elektrische Leistung erhalten rund 15 % der Biogasanlagen die EEG-Festvergütung, während der Großteil der Anlagen (85 % der installierten Anlagenleistung) den erzeugten Strom direkt an der Börse vermarktet. Etwa die Hälfte der Biogasanlagen in der Direktvermarktung erhalten die

Flexibilitätsprämie. Zum Stand 06/2019 wurden insgesamt mehr als 3.337 Biogas- und Biomethan-BHKW mit einer gesamten installierten elektrischen Anlagenleistung von rund 2,2 GW ermittelt, welche die Flexibilitätsprämie von ihrem jeweiligen Netzbetreiber erhalten (Lenz et al. 2020).

2 Flexibilisierung und Anforderungen im Ausschreibungssystem

Mit der erstmaligen Einführung der Flexibilitätsprämie im Zuge der Novellierung des EEG 2012 haben wie oben beschrieben schon knapp die Hälfte der Biogasanlagen und Biomethan-BHKW zusätzliche BHKW-Leistung bereitgestellt, um die Strombereitstellung zunehmend zeitlich flexibel zu realisieren. Mit dem weiteren Fortschreiten der Energiewende wird der Wandel der Erzeugungsstrukturen im Stromsystem den Abbau fossiler und nuklearer Kraftwerkskapazitäten und den Aufbau erneuerbaren Kapazitäten zur Strombereitstellung und hier vor allem die volatilen Erzeugungsarten Wind und Photovoltaik, mit sich bringen. Zusammen mit der gleichzeitig stärker werdenden Sektorenkoppelung, das heißt der Stromnutzung in den Sektoren Mobilität und Wärme, wird ein steigender Bedarf für erneuerbare Flexibilitätsoptionen im Stromsektor erwartet. Flexible Biogasanlagen und flexible Biomethan-BHKW können dazu einen entscheidenden Beitrag leisten, da diese Anlagen den Rückgang konventioneller steuerbarer Kraftwerke zum Teil kompensieren können. Vor diesem Hintergrund ist darauf hinzuweisen, dass flexible Bioenergieanlagen sowohl funktionale Speicheraufgaben übernehmen können als auch gleichzeitig einen signifikanten Beitrag zur erneuerbaren Strombereitstellung leisten, wodurch sie sich zu ausschließlichen Speichertechnologien unterscheiden.

Um diese systemischen Beiträge auch zukünftig bereitstellen zu können, benötigen diese Anlagen allerdings ein tragfähiges wirtschaftliches Geschäftsmodell. Diese Geschäftsmodelle werden mittelfristig nur in Ausnahmefällen vollständig auf staatlich regulierte Förderinstrumente verzichten können. Unter den aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen sowie den steigenden genehmigungsrechtlichen Anforderungen ist ein betriebswirtschaftlich kostendeckender Weiterbetrieb für Biogasanlagen allein mit dem am Markt erzielbaren Erlösen, z.B. Strombörse EPEX Spot, Erlöse aus der Bereitstellung von Regelernergie, und/oder der Eigenstrom- und Eigenwärmenutzung für den landwirtschaftlichen Betrieb nur sehr selten bzw. gar nicht möglich. Mit dem Auslaufen der ersten Vergütungsperiode ist im Allgemeinen eine Umstrukturierung des bestehenden Geschäftsmodells möglich, z.B. eine Umrüstung von Vor-Ort-Verstromung auf Biomethanaufbereitung und -einspeisung, eine Eigenstromversorgung, der Ausbau der externen Nahwärmeversorgung oder die Flexibilisierung der Bestandsanlage. Dabei sind alle genannten Geschäftsfelder mit hohen rechtlichen, finanziellen und administrativen Herausforderungen verbunden. Zudem spielen „weiche Faktoren“ wie die Regelungen um die Hofnachfolge eine zunehmend wichtige Rolle.

Allerdings ergeben sich durch die Regelungen des EEG 2021 gegen über dem EEG 2017 auch verbesserte Möglichkeiten für Bestandsanlagen, einen Weiterbetrieb im Rahmen des Ausschreibungsdesigns zu realisieren. Neben den eben genannten Geschäftsfeldern wird für einen Großteil der Anlagen der Weiterbetrieb im Rahmen des Ausschreibungsdesigns die relativ beste Option darstellen. Für Bestandsanlagen ist im Ausschreibungsdesign des EEG 2017 als auch im EEG 2021 ausdrücklich die Teilnahme von Bestandsanlagen für einen 10-jährigen Anschlussbetrieb vorgesehen, welcher allerdings an eine Reihe technischer Anforderungen geknüpft ist. Dazu zählen vor allem zwei Regelungen, die zum einen eine maximale Auslastung bzw. eine obligatorische Mindestüberbauung definieren und zum anderen ein Flexibilitätskriterium. Gemäß §39i Abs. 2 wird im EEG 2021 eine Auslastung von maximal 45 % der möglichen Jahresarbeit vergütet, was einem Mindest-Überbauungsgrad bzw. Leistungsquotienten² (PQ) von etwa 2,22 (1/0,45) entspricht bzw. einer mittleren Zahl an Vollbenutzungsstunden von 3.942 Stunden pro Jahr. Im Durchschnitt der Jahrgänge der Biogasanlagen in Deutschland nach Inbetriebnahmejahr, verfügen diese Anlagen größtenteils bereits über eine Überbauung oberhalb vom Faktor 2 (vgl. Abb. 3).

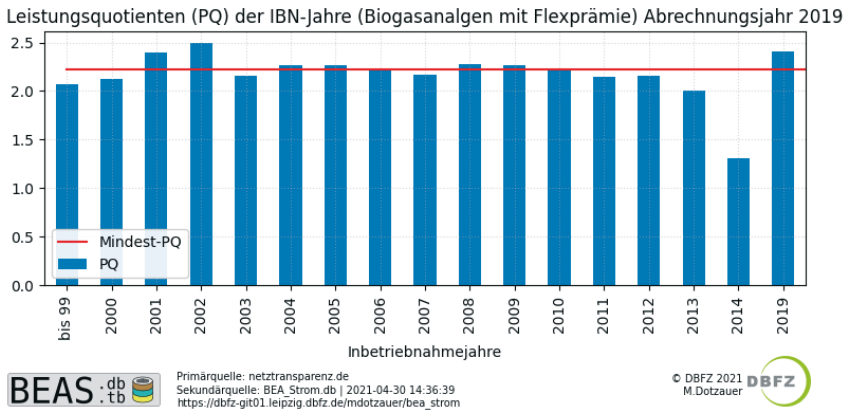


Abb. 3: Leistungsquotienten PQ (Pinst / PBem) für Biogasanlagen mit Flexibilitätsprämie
Abrechnungsjahr 2019, eigene Darstellung,
Primärdatenquelle: EEG-Jahresabrechnungen netztransparenz.de, 2021

Bei einer differenzierten Betrachtung aller Biogasanlagen mit Bezug der Flexprämie, hier exemplarisch für das Inbetriebnahmejahr 2000 (EEG-Abrechnungsjahr 2019) (vgl. Abb. 4) ist ersichtlich, dass etliche Anlagen deutlich unterhalb von $PQ = 2,22$ liegen und damit vor einem Wechsel ins Ausschreibungsdesign des EEG 2021 wahlweise die installierte elektrische Leistung weiter erhöhen oder die Bemessungsleistung entsprechend absenken müssten. Hierbei ist weiterhin zu beachten, dass zukünftig bei Neuinanspruchnahme bzw. einem Wechsel ins Ausschreibungsdesign und dem Bezug des Flexibilitätszuschlages, ein

² Quotient aus installierter elektrischer Leistung zur Bemessungsleistung

Flexibilitätskriterium einzuhalten ist. Dabei muss nachgewiesen werden, dass auf Ebene der BHKW in einem Kalenderjahr mindestens 4.000 Viertelstunden bei 85 % der Nennleistung eingespist werden.

Neben der Anforderung für flexible Anlagen, ein Mindestmaß an Flexibilität bereitzustellen und auch variabel einzusetzen, ist weiterhin zu berücksichtigen, dass mit dem Übergang ins Ausschreibungsdesign im wettbewerblichen Gebotsverfahren zum einen eine maximal zulässige Gebotshöchstgrenze (aktuell für Biogas-Bestandsanlagen nach § 39g EEG 2021: 18,40 ct/kWh_{el}) definiert ist und zum anderen innerhalb einer Bieterunde die jeweils 20 % der teuersten Gebote nicht bezuschlagt werden, wenn die insgesamt ausgeschriebene Menge nicht durch die kumulierte Leistung aller Gebote erreicht oder übertroffen wird.

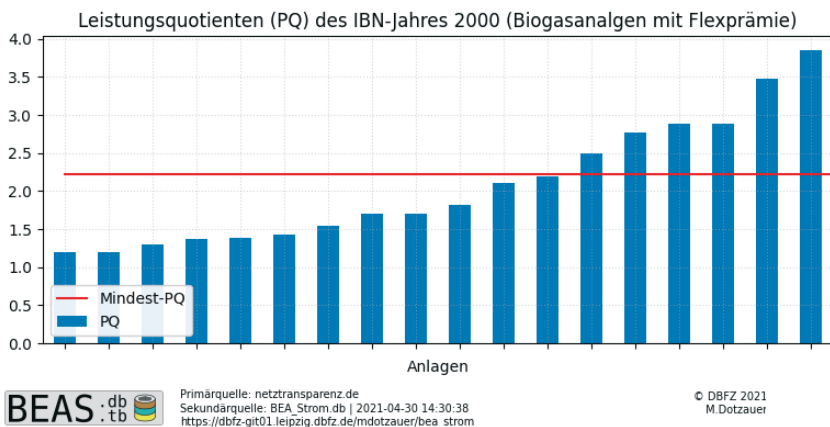


Abb. 4: Leistungsquotienten PQ (Pinst / PBem) für Biogasanlagen mit Flexibilitätsprämie, Inbetriebnahmejahr 2000, eigene Darstellung,
 Primärdatenquelle: EEG-Jahresabrechnungen netztransparenz.de, 2021

Zum Vergleich der aktuellen spezifischen Vergütungshöhen für Biogasanlagen, die die Flexibilitätsprämie beanspruchen ist in Abb. 5 die sortierte Reihe der Vergütungsansprüche aller flexiblen Biogasanlagen dargestellt.

Auffällig ist dabei, dass hier auch wie bei dem Grenzwert der Mindestüberbauung ein Großteil der Anlagen höhere Vergütungsansprüche (ohne Berücksichtigung der Flexibilitätsprämie) aufweist und die Anlagen damit erlösseitig beim Anschlussbetrieb mit geringeren Einnahmen aus dem EEG-Umlagesystem operieren müssen, um erfolgreich an den Ausschreibungen nach den EEG 2021 teilnehmen zu können. Hierbei bleiben allerdings die zukünftig tendenziell wachsenden Mehrerlöse am Strommarkt, insbesondere durch einen preisorientierten Fahrplanbetrieb, derzeit unberücksichtigt. Mit zunehmenden Ausscheiden konventioneller Kraftwerke kann angenommen werden, dass die Mehrerlöse durch die Fahrplanoptimierung perspektivisch steigen.

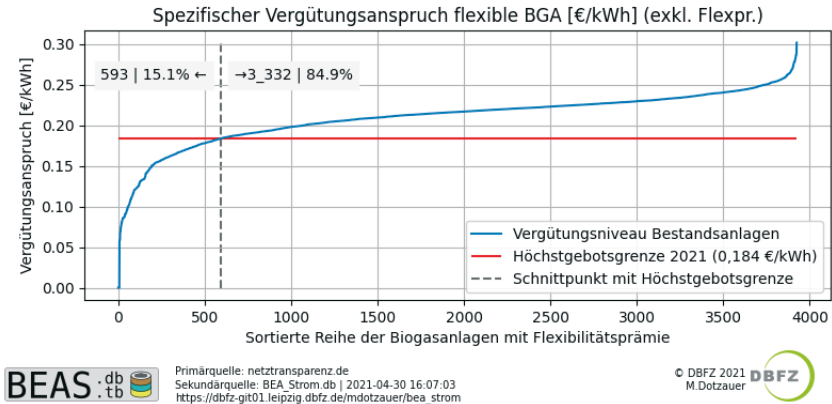


Abb. 5: Spezifische Vergütungsansprüche für flexible Biogasanlagen, Abrechnungsjahr 2019, eigene Darstellung, Primärdatenquelle: EEG-Jahresabrechnungen netztransparenz.de, 2021

Die in der Abb. 5 dargestellten sehr niedrigen Vergütungsniveaus (unterhalb von 0,10 €/kWh_{el}) resultieren aus dem Umstand, dass in der Auswertung auch Anlagen berücksichtigt wurden, die temporär Vergütungskürzungen wegen Verletzung von EEG-Auflagen enthalten sind.

3 Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen in der Post-EEG-Phase

Grundsätzlich bieten sich zur Ermittlung der eigenen Kostenstruktur des IST-Standes inkl. bereits durchgeführter Repowering- und Flexibilisierungsmaßnahmen sowie der Stromgestehungskosten mehrere betriebswirtschaftliche Methoden an, z.B. die

- Kosten-Leistung-Rechnung inkl. der Ausweisung des jährlichen Betriebszweigergebnisses / Periodenerfolg (vgl. Strobl, 2011) oder die
- Annuitätenmethode zur Ermittlung der Annuität (durchschnittlicher jährlicher Gewinn) über die gesamte Betrachtungsdauer (vgl. VDI, 2012)

Welche Komplexität Wirtschaftlichkeitsberechnungen von Bestands-Biogasanlagen, insbesondere beim Übergang von der 20-jährigen EEG-Festvergütung haben können und welche sich ändernde Erlös- und Kostenparameter hierauf Einfluss haben, sei in Abb. 6 dargestellt. Hierbei werden die Verschiedenen Vergütungszeiträume in drei Abschnitte untergliedert, wobei „EEG 1.0“ die Laufzeit der ersten EEG Vergütungsperiode, „EEG 1.1“ die Bezugsdauer der Flexibilitätsprämie innerhalb der ersten Vergütungsperiode und „EEG 2.0“ den Zeitraum nach der ersten Vergütungsperiode im Anschlussbetrieb innerhalb des Ausschreibungsdesigns beschreiben.

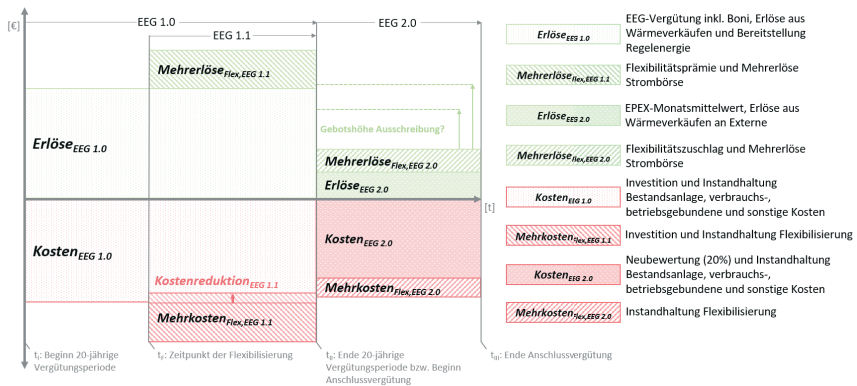


Abb. 6: Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen von Biogasanlagen in Abhängigkeit der Zeitabschnitte (Hensel et al., 2020)

Die Ergebnisse der Berechnungen können als erster Anhaltspunkt für die Ermittlung optimierter Betriebsstrategien für die noch zu Verfügung stehende Restlaufzeit bis zum Auslaufen von EEG-Vergütung herangezogen werden. Zudem kann damit herausgefunden werden, ob das bestehende Geschäftsmodell bereits einen wirtschaftlichen Anschlussbetrieb erlaubt und potentiell auch Gewinne realisiert werden können oder ob dies nicht der Fall ist und daher ggf. Anpassungsstrategien erforderlich sind, um einen Weiterbetrieb zu ermöglichen.

Im abgeschlossenen Forschungsvorhaben Biogas-Messprogramm III wurden mittels der Kosten-Leistung-Rechnung insgesamt 50 Bestands-Biogasanlagen, verteilt auf das Bundesgebiet, hinsichtlich ihrer derzeitigen wirtschaftlichen Parameter untersucht. Wie in Abb. 7 dargestellt betragen die durchschnittlichen mittleren Stromgestehungskosten der untersuchten Anlagen insgesamt 18,9 ct/kWh_{el}. Wird der derzeitige Höchstgebotswert für Bestands-Biogasanlagen von 18,4 ct/kWh_{el} den untersuchten Anlagen gegenübergestellt, wären lediglich etwa knapp die Hälfte der Biogasanlagen³ aus wirtschaftlicher Sicht in der Lage mit ihrem derzeitigen Anlagen-Setting und den derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen an den Ausschreibungen des EEG 2021 teilzunehmen, wenn zusätzliche Erlöse aus der flexiblen Stromvermarktung unberücksichtigt bleiben..

Als zukünftige Kostentreiber bzw. -positionen für eine 10-jährige Laufzeitverlängerung können evtl. erforderliche Repoweringmaßnahmen an baulichen und technischen Komponenten der Bestands-Biogasanlage, evtl. zusätzliche Flexibilitätsmaßnahmen zur Erfüllung der Flexibilitätskriterien des EEG 2021 und genehmigungsrechtliche Vorgaben (z.B. hinsichtlich Treibhausgasemissionen, Gärrestlagerkapazitäten, Umwallung der Anlagen aufgrund wasserrechtlicher

³ unabhängig von evtl. Zusatzkosten durch Repowering- und Flexibilisierungsmaßnahmen sowie Zusatzserlösen an der Strombörse durch den zeitlich flexiblen BHKW-Betrieb und einem Flexibilitätszuschlag

Vorgaben etc.) identifiziert werden. Auch Preissteigerungen für Baumaterial, Maschinen, Wartung & Instandhaltung, Löhne, Pacht und eingesetzte Substrate sowie potentiell anziehende Inflationserwartungen lassen den Schluss zu, dass zukünftig tendenziell von höheren mittleren Stromgestehungskosten bei Biogasanlagen auszugehen ist. Dem gegenüber stehen mögliche Kostenersparnisse durch einen Substratwechsel von nachwachsenden Rohstoffen hin zu landwirtschaftlichen Rest- und Abfallstoffen (Gülle, Festmist, Stroh, Rübenblatt, etc.).

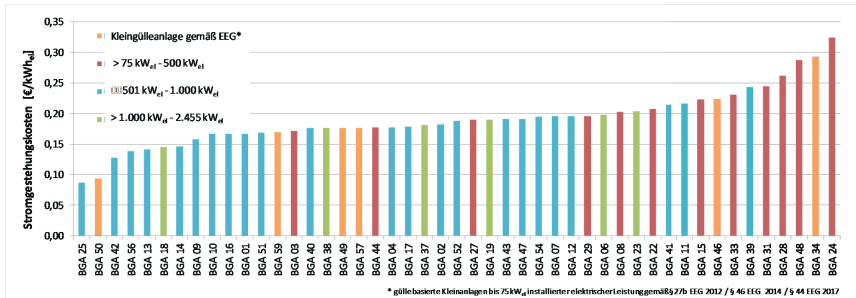


Abb. 7: Mittlere Stromgestehungskosten, unterteilt in vier Anlagenklassen gemäß ihrer Höchstleistung und geordnet nach der Höhe der Stromgestehungskosten; Quelle: FNR, 2021

Dabei gilt es insbesondere die Verschärfung des Maisdeckels zu beachten, wonach max. 40 % (frischmassebezogen) Maissilage und Getreidekorn für neu bezuschlagte Biogasanlagen (vgl. §39i Abs. 1 EEG 2021) eingesetzt werden dürfen. Hierbei bleibt offen, ob durch den Wechsel auf alternative nachwachsende Rohstoffe bei der Einsatzstoffbeschaffung Einsparungen durch günstigere Substrate erzielt werden können oder ob die Substratpreise in Summe steigen, da Alternativen einen geringeren Flächenenertrag aufweisen und damit mehr Fläche beanspruchen.

Für die im Moment noch nicht endgültig rechtssichere Auslegung des § 50a EEG 2021, der insbesondere für die Kappung des Flexibilitätsszuschlages im Anschlussbetrieb erhebliche Unsicherheiten für Anlagenbetreibende mit sich bringt, wird erst nach Redaktionsschluss dieses Tagungsbeitrages eine Klärstellung erwartet. Dieser Aspekt wird in der Präsentation entsprechend präzisiert.

4 Zusammenfassung und Fazit

Die ökonomische Effizienz von Biogasanlagen wird durch viele Parameter positiv oder negativ beeinflusst, z.B. (Genehmigungs-)Recht, Substrate, Standort, etc. mit unterschiedlicher Gewichtung. Die Kosten-Leistung-Rechnung nach DLG-Standard sowie die Annuitätenmethode nach der VDI 2067 sind geeignet, um die aktuelle wirtschaftliche Situation einer Biogasanlage zu beurteilen und für eine erste Einschätzung bzgl. einer Laufzeitverlängerung sowie ob Änderungen bzw. ein Wechsel des bestehenden Geschäftsfeldes erforderlich sind. Der Rückbau von Anlagen wird allerdings auch und insbesondere aus rein betriebs-

wirtschaftlichen Entscheidungen absehbar sein (siehe Vergleich Höchstgebotpreis – Stromgestehungskosten), wobei das Ausschreibungsdesign des EEG 2021 durchaus eine mögliche Anschlussperspektive darstellt, die im Falle einer Laufzeitverlängerung individuell für jede Praxisanlage geprüft werden sollte.

Aus Energiesystemsicht ist ersichtlich, dass flexible Bioenergieanlagen insbesondere mit Auslaufen fossiler Kraftwerkskapazitäten spätestens ab Beginn der 2030er Jahre zum Ausgleich der fluktuierenden erneuerbaren Energien und zur Reduzierung der Systemkosten im Energiesystem benötigt werden (vgl. Dotzauer et al., 2021). Trotz rechtlicher, administrativer und nicht zuletzt finanzieller Hürden für einen Übergang von Bestandsanlagen in den Anschlussbetrieb, im Rahmen der Ausschreibungen, sind die kürzlich beschlossenen Verschärfungen der Klimaschutzambitionen auf EU-Ebene als positive Signale zu werten, die vor allem einen schnelleren Anstieg der Strompreisvolatilität erwarten lassen. Durch eine zu erwartende Verknappung von Emissionszertifikaten ist damit zu rechnen, dass der Rückgang der fossilen Kraftwerkskapazitäten schneller als bisher angenommen erfolgt und damit auch die Preisschwankungen als Basis für Mehrerlöse beim flexiblen Anlagenbetrieb schneller steigen. Auch wenn diese Dynamiken im Moment noch nicht genau abgeschätzt werden können, so ist doch absehbar, dass der Bedarf für flexible Bioenergieanlagen im Stromsystem wächst. Damit geht auch eine entsprechende Verbesserung der marktseitigen Einnahmen bei einer strompreisgeführten Fahrweise der BHKW einher, welche einen Teil der sinkenden regulierten Vergütungsanreize und steigenden Mehrkosten kompensieren können.

Literatur/Quellen

- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2019): Klimaschutzprogramm 2030 - Maßnahmen zur Erreichung der Klimaschutzziele 2030. BMU. Berlin. URL: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pools/Broschueren/klimaschutzprogramm_2030_bf.pdf
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat). Stand: Februar 2021. Dessau-Roßlau
- Dotzauer et al. (2021): Bioenergie – Potentiale, Langfristperspektiven und Strategien für Anlagen zur Stromerzeugung nach 2020 (BE20plus) (2021): Schlussbericht. URL: https://www.izes.de/sites/default/files/publikationen/20210131_BE20plus_Schlussbericht_31.01.2021_final.pdf
- EEG-Jahresabrechnungen (2021): Informationsplattform der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 2021, URL: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>.
- FNR (2021): Biogas-Messprogramm III – Teilvorhaben 1: Faktoren für einen effizienten Betrieb von Biogasanlagen und Teilvorhaben 2: Systemmikrobiologie. Hrsg.: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. ISBN: 978-3-942147-42-2.

- Haensel, K., Barchmann, T., Dotzauer, M., Fischer, E., & Liebetrau, J. (2020). Weiterbetrieb flexibilisierter Biogasanlagen – realisierbare Gebotspreise im EEG 2017. *LANDTECHNIK*, 75(2). <https://doi.org/10.1515/lt.2020.3235>.
- Lenz, V.; Naumann, K.; Denysenko, V.; Daniel-Gromke, J.; Rensberg, N.; Schröder, J.; Janczik, S., Maslaton, M., Hilgedieck, J., Christ, D., Kaltschmitt, M. (2020): Erneuerbare Energien. In: *BWK: Das Energie-Fachmagazin*, Bd. 72, Nr. 8-9, 2020.
- Strobl M. (2011): *Handbuch Betriebszweigabrechnung für Biogasanlagen – Einzelbetriebliches Controlling für Praxis und Beratung*, HLBS-Verlag, Sankt Augustin Handbuch, ISBN: 978-3-89187-069-3.
- Verein Deutscher Ingenieure (2012): *Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung*, VDI-Richtlinie 2067 - Blatt 1. Berlin: Beuth-Verlag.

Kontakt

M. Sc. Tino Barchmann, Wissenschaftlicher Mitarbeiter

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Torgauer Str. 116, 04347 Leipzig

☎ +49 (0)341.2434-375 | ✉ tino.barchmann@dbfz.de

🌐 www.dbfz.de

Bioenergie und Strukturförderung im Rahmen der Energiewende

Zusammenfassung: *Energiegewinnung aus nachhaltiger Biomasse auf Holzbasis trägt dazu bei, fossile CO₂-Emissionen und die Abhängigkeit von Kohle und Methanogas zu reduzieren und ermöglicht so eine schnelle Dekarbonisierung des Strom- und Wärmesektors. Laut Weltklimarat IPCC der Vereinten Nationen beinhaltet jeder Pfad, den globalen Temperaturanstieg unter 1,5 Grad Celsius zu halten, nachhaltige Forstwirtschaft und Holzenergie.*

Holzpellets können nach entsprechender Umrüstung in bestehenden Kohlekraftwerken verlässlich und abrufbar eingesetzt werden und ergänzen den bestehenden erneuerbaren Energiemix ideal, da die Erzeugung von Strom und grüner Wärme aus Holzenergie bedarfsgerecht erfolgen kann und nicht witterungsabhängig ist. Die Substitution von Kohle durch nachhaltige Holzenergie ist in Ländern wie Großbritannien und Dänemark bereits etabliert und beschleunigt insbesondere die Dekarbonisierung des Wärmesektors. In Deutschland können im Rahmen des beschlossenen Kohleausstiegs bis zu 4 GW Kraftwerksleistung umgerüstet werden. Um die aktuelle Wirtschaftlichkeitslücke aufgrund niedriger CO₂-Preise für den Betrieb umgerüsteter Kraftwerke zu schließen, bedarf es entsprechender Förderinstrumente, zum Beispiel Differenzverträge (Contracts for Difference, 'CfD'). Laut einer Studie von Enervis beläuft sich der durchschnittliche CfD-Förderbedarf auf 3 bis 4 Cent pro Kilowattstunde.

Abstract: *Energy generation from sustainable wood-based biomass helps reduce fossil CO₂ emissions and dependence on coal and methane gas, enabling rapid decarbonization of the power and heat sectors. According to the United Nations Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), any path to keeping global temperature rise below 1.5 degrees Celsius includes sustainable forestry and wood energy.*

After conversion, wood pellets can be used reliably and on demand in existing coal-fired power plants. The generation of electricity and green heat from wood energy is not dependent on weather conditions and, therefore, complements the existing renewable energy mix. The substitution of coal with sustainable wood energy is already established in countries such as the UK and Denmark and is accelerating the decarbonization of the heat sector in particular. In Germany, up to 4 GW of power plant capacity can be converted as part of the impending coal phase-out. To close the current profitability gap due to low CO₂ prices for the operation of converted power plants, appropriate support instruments are required, for example Contracts for Difference (CfD). According to a recent study by enervis, the average CfD subsidy requirement in Germany is 3 to 4 cents per kilowatt hour.

1 Bioenergie als Teil einer umfassenden Dekarbonisierungsstrategie

1.1 Holzpellets eröffnen neue Möglichkeiten für die Folgenutzung bestehender Kraftwerke

Deutschland hat den Kohleausstieg bis 2038 beschlossen, ein früherer Ausstieg ist möglich und wird bereits verstärkt angenommen. Der Ausbau erneuerbarer Energien wird dabei eine wesentliche Voraussetzung sein. In den bereits veröffentlichten Wahlprogrammen der Parteien für den Bundestagswahlkampf 2021 kann die fortschreitende Entwicklung zu mehr Klimaschutz über alle Parteien hinweg beobachtet werden. Auch in Corona-Zeiten verliert das Thema für die Politik nicht an Bedeutung.

Das stellt alle Akteure vor die Herausforderung, in kurzer Zeit eine langfristige und zugleich möglichst wirtschaftliche Energieversorgung sicherzustellen. Dieser Kraftakt bedarf umfassender Maßnahmen vonseiten der Wirtschaft und der öffentlichen Hand. Ein Baustein in diesem Großvorhaben kann die grüne Weiternutzung von ausgewählten Kohlekraftwerken mit Biomasse sein. Der Netzausbau im Zuge der Energiewende wird in den nächsten Jahren noch viele weitere Milliarden kosten. Es gilt also eine Regelung zu finden, die weder die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie verringert noch die Kostenbelastung der übrigen Stromverbraucher übermäßig erhöht.

1.2 Enviva als weltgrößter Produzent von nachhaltigen Holzpellets

Enviva ist der weltweit größte Hersteller nachhaltiger Holzpellets, einer erneuerbaren Alternative zu fossilen Brennstoffen für Strom- und Wärmeerzeuger in der ganzen Welt. Von den Produktionsanlagen im Südosten der USA werden Holzpellets überwiegend nach Großbritannien, in die EU, die Karibik und nach Japan exportiert, um globalen Versorgungsunternehmen die Möglichkeit zu schaffen, ihre Kohlenstoffemissionen – bezogen auf den Lebenszyklus – um mehr als 85 % zu verringern. Nachhaltige Holzbiomasse ermöglicht die Umstellung auf einen erneuerbaren, lieferfähigen und kohlenstoffarmen Brennstoff, welcher hilft den Klimawandel, eine der größten Herausforderungen unserer Zeit, zu bekämpfen. Die Prämisse der Nachhaltigkeit ist dabei eine grundlegende Voraussetzung, um effiziente und sinnvolle Lösungen für Wälder, Menschen und die Umwelt zu schaffen: eine nachhaltige Forstwirtschaft kommt der Gesundheit und dem Erhalt von Wäldern zugute; bestehende Kraftwerksinfrastruktur kann weiterhin genutzt und somit Arbeitsplätze erhalten werden.

1.3 Nachhaltigkeit von Holzenergie

Die Nachhaltigkeit der Holzenergie wird im Rahmen von transnationalen Richtlinien, wie der Erneuerbare Energien Richtlinie (RED II), konventionellen Forstzertifizierungs-Partnerschaften, Implementierungsverfahren nach

Best Management Practices (BMP) sowie im Rahmen unserer Responsible Sourcing Policy (Richtlinie für eine verantwortungsvolle Holzbeschaffung – RSP) und unseren Track & Trace®- Technologie gewährleistet. Am Anfang der Holzwertschöpfungskette steht die nachhaltige Forstwirtschaft, mit stetig wachsenden Kohlenstoffbeständen. Nach Schulze et al. 2020, enthalten nachhaltig bewirtschaftete Wälder, im direkten Vergleich mit unbewirtschafteten Wäldern, zum Zeitpunkt der Ernte, gleich hohe Mengen an Biomasse. Von besonderer Wichtigkeit ist hierbei der Substitutionseffekt der Holzbiomasse: Im Rahmen der nachhaltigen Forstwirtschaft können verschiedene Holzprodukte aus den Kaskadenströmen der Holzwertschöpfungskette einen Ersatz für konventionelle Bau- und Werkstoffe sowie für fossile Brennstoffe darstellen. Diese beiden Elemente werden jeweils als Produkt-Substitutionsleistung und Energie-Substitutionsleistung benannt und bewirken eine deutliche Reduzierung der negativen Begleiterscheinungen fossil-basierter Wirtschaftskreisläufe. Da diese Substitutionsleistungen innerhalb des biogenen Kohlenstoffkreislaufs erbracht werden, wird die Atmosphäre bei der energetischen Nutzung von Holz nicht zusätzlich belastet, denn das verwendete, nachhaltige Holz enthält den erst kürzlich durch Photosynthese gebundenen Kohlenstoff, welcher ohne Verwertung der Holzindustrie durch natürliche Verrottung freigesetzt würde.

1.4 Nachhaltigkeit bei der Beschaffung von Holzreststoffen

Der nachhaltige und verantwortungsvolle Umgang mit Wäldern steht an erster Stelle. Ohne nachhaltig wachsende und gesunde Wälder hat das Geschäftsmodell nachhaltiger Bioenergie keine Zukunft. Die nachhaltige Bioenergie stellt branchenübergreifend höchste Ansprüche an sich selbst und an sämtliche Teile der Lieferkette. Darüber hinaus arbeitet die internationale Bioenergieindustrie eng mit Zertifizierungsorganisationen wie Sustainable Forestry Initiative (SFI), Forest Stewardship Council (FSC), Programme for the Endorsement of Forest Certification (PEFC), und American Tree Farm System (ATFS) zusammen, um die nachhaltige Nutzung des Rohstoffes Holz sicherzustellen.

1.5 Versorgungssicherheit

Grundsätzlich ist es sinnvoll, einen möglichst nachhaltigen Versorgungsansatz für Kraftwerke zu finden. Die partnerschaftliche Belieferung von Biomasse-Kraftwerken aus deutschen und internationalen Quellen kann eine ökonomisch und forstwirtschaftlich sinnvolle Lösung sein, in deren Rahmen sich lokale Produktion und internationale Lieferketten ergänzen. Internationale Produzenten können langfristige Lieferzusagen eingehen, die Kunden Planungssicherheit verschaffen. Lieferverträge sind in der Regel auf zehn bis 20 Jahre angelegt und basieren auf einem attraktiven Mix aus planbaren Lieferkosten und hoher Liefersicherheit, sowie strikten Qualitätsstandards und nachhaltiger Produktion.

Eine Kombination aus lokaler Produktion und internationalen Lieferketten bietet nicht nur einen ökonomisch sinnvollen Versorgungsansatz für Kunden, sondern schafft auch neue Impulse für die Forstwirtschaft und die Arbeitsplatzerhaltung in Kraftwerken und der Zulieferlogistik.

1.6 Deutscher Kohleausstieg: Bioenergie in Kraftwerken für die energetische Nutzung in Deutschland

Im Rahmen der Energiewende steht das deutsche Energieversorgungssystem auf dem Prüfstand. Mit der erhöhten Menge an fluktuierenden erneuerbaren Energien und einer steigenden Elektrifizierung der gesamten Wirtschaft, rücken die Themen Flexibilität der Strom- und Wärmeerzeugung sowie Versorgungssicherheit, Importabhängigkeit, Brückentechnologien, etc. in den Vordergrund.

Der Kohleausstieg stellt insbesondere die Wärmewende vor eine Herausforderung, denn hier gibt es derzeit nur wenige Alternativen zur Kohle: Wind- und Solarenergie können im Wärmesektor keine Abhilfe schaffen, Wasserstoff-Technologie steht noch nicht zur Verfügung, und ein Anschluss an das Gasnetz ist nicht immer möglich oder gewünscht.

Der Einsatz von nachhaltiger Holzenergie in Kraftwerken, insbesondere in systemrelevanten Kraft-Wärme-Kopplungen (KWK), schließt eine wichtige Lücke im Spektrum der erneuerbaren Energien für die Wärmegewinnung. Laut einer Studie des Analysehauses Pöyry eignet sich eine ausgewählte Anzahl Kraftwerke in Deutschland, bis zu 4 GW, für die Umrüstung auf industrielle Holzpellets.

1.7 Herausforderung Energiewende: Ökostromlücke, Grüne Wärme und CO₂-Preis

Die deutsche Bundesregierung rechnet in ihrem Klimaschutzplan 2030 mit einem Bruttostromverbrauch von unter 600 TWh im Jahr 2030, wobei zahlreiche Studien davon ausgehen, dass durch eine steigende Elektrifizierung in den Bereichen Wärme, Industrie, Energie und Verkehr der Bruttostromerbrauch im Jahre 2030 bei mindestens 650 TWh (Agora Energiewende, Ökostromlücke) und bei maximal 886 TWh (Dena Leitstudie 2018, Szenario EL80) liegen wird. Die meisten Studien gehen allerdings von einem Bruttostromverbrauch von 740-790 TWh (BEE Szenario 2030, Dena Leitstudie 2018, Szenario TM80, EWI-Analyse, 65% im Jahr 2030, BMVI Studie IEK 2050, Spannbreite) aus. Das würde bedeuten, dass die Bundesregierung bis dato von einem unrealistischen Bruttostromverbrauch ausgeht und damit planungstechnisch in eine Situation zu geraten scheint, in der anteilig und absolut im Jahre 2030 zu wenig Ökostrom zur Verfügung stehen würde, um die 2030 Klimaziele zu erfüllen.

Berechnungen von Aurora Energy Research zufolge wird die Bundesregierung ihr Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch bis 2030 auf

65% zu steigern, trotz der jüngsten Reform des EEG verfehlen. Die im Dezember 2020 veröffentlichte Studie kalkuliert mit einem Bruttostromverbrauch von 629 Terawattstunden, statt 580 TWh der Bundesregierung. Bei den Ausbauzielen fehlen laut den Experten auch 2 bis 3 GW im Bereich Biomasse.

Zudem entstünde auf transnationaler Ebene (EU) ein weiterer Pull-Faktor: Wenn die EU ihr Ziel wie geplant von minus 40 Prozent auf mindestens 55 Prozent erhöht, steigen sogleich, im Rahmen des Lastenausgleichs, die Anforderungen an die einzelnen Mitgliedsstaaten und damit insbesondere an Deutschland. Die erhöhten 2030 Klimaziele der EU, nehmen Deutschland in die Pflicht das Minderungsziel für 2030 von minus 55 Prozent auf minus 65 Prozent erhöhen zu müssen. Mit den erhöhten Klimazielen können also auch die Planungen der Bundesregierung im Hinblick auf den Bruttostromverbrauch der Erneuerbaren Energien als unterzeichnet gelten. Aus diesen Faktoren bildet sich die grundsätzliche Annahme einer Ökostromlücke, die starke Auswirkungen auf den deutschen Strommarkt haben wird und welche die Versorgungssicherheit sowie die Dekarbonisierungsziele der Bundesregierung in Frage stellen.

Bioenergie kommt in diesem Zusammenhang eine besondere Rolle zuteil, nämlich den bestehenden fluktuierenden erneuerbaren Energiemix zu ergänzen. Die Ausbaupfade der Bioenergie, auch im Großkraftwerksbereich, müssen entsprechend einer realistischen Erfassung der Bruttostromverbrauchszahlen im Jahre 2030, angepasst werden. Im Unterschied zur volatileren Windkraft und Photovoltaik kann die Erzeugung von Strom und grüner Wärme aus Holzenergie bedarfsgerecht erfolgen und ist nicht von Witterungsbedingungen abhängig. Zudem kann mit dem Einsatz von Holzpellets in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) die Dekarbonisierung der Wärme entscheidend vorangebracht werden. Die Substitution von Kohle durch nachhaltige Holzenergie ist daher einer der erprobtesten und schnellsten Wege der Systemintegration erneuerbarer Energien in den bislang für die Versorgungssicherheit unabdinglichen Kohle- und Gaskraftwerken und somit ein Teil der Lösung der Ökostromverfügbarkeit im Jahre 2030.

1.8 Bioenergie als Dekarbonisierungslösung in Dänemark und Großbritannien

In europäischen Nachbarländern wird nachhaltige Holzbiomasse bereits erfolgreich in der Energieversorgung eingesetzt und konnte entscheidend zur Reduktion des Kohleverbrauchs beigetragen. In Dänemark hat das Unternehmen Ørsted seine Anlagen Avedøre: Anlage 1 und 2 (790 Mwe) und Studstrup: Anlage 3 (350 Mwe) auf Holzpellets umgestellt. Auch die übrigen kohlebetriebenen KWK-Anlagen von Ørsted sollen auf Biomasse umgerüstet und mit einer Kombination aus Holzpellets, Hackschnitzel und Stroh betrieben werden.

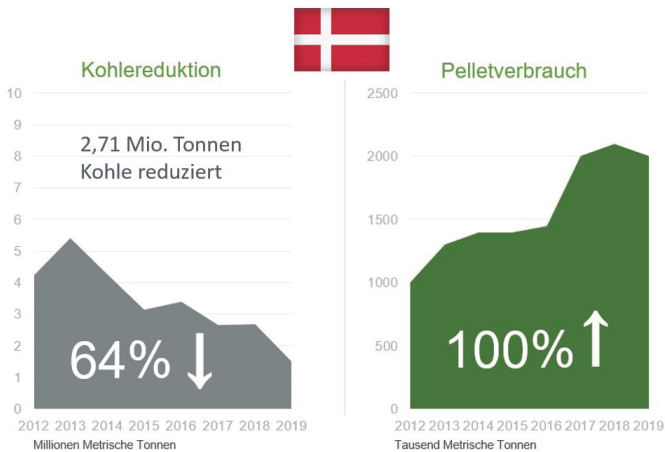


Abb. 1: Kohlereduktion Dänemark 2012 – 2019 (Quelle: Hawkins Wright, Eurostat).

In Großbritannien wurde das mit Kohle betriebene Kraftwerk Drax in der Nähe von Selby in North Yorkshire auf Biomasse umgerüstet. Von allen Kraftwerken in Großbritannien liefert es heute die meiste erneuerbare Energie, etwa 15 Terawattstunden (TWh) oder genug Strom, um vier Millionen Haushalten zu versorgen. Die Anlage hat eine Kapazität von 3.906 Megawatt (MW) und der Strom, den es produziert, wird zu fast 100 % aus gepressten Holzpellets gewonnen.

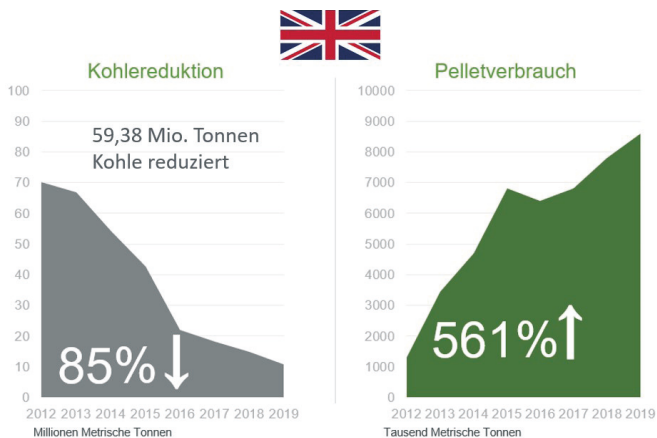


Abb. 2: Kohlereduktion Großbritannien 2012 – 2019 (Quelle: Hawkins Wright, Eurostat).

Durch die Umrüstung von vier Kesseln von Kohle auf Biomasse konnte Drax seine Scope 1- und 2-Kohlenstoffemissionen seit 2012 um mehr als 85 % reduzieren. Nach fast 50 Jahren Kohleverstromung im Kraftwerk Drax wird der kom-

merzielle Verkauf von Kohlestrom in diesem Jahr endgültig eingestellt, noch vor dem von der Regierung für 2025 geplanten Verbot der Kohleverstromung.

Seit 2019 pilotiert das Unternehmen zudem das erste Bioenergy Carbon Capture Storage (BECCS)-Projekt seiner Art in Europa, das einen Teil des erzeugten erneuerbaren Stroms kohlenstoffnegativ machen könnte.

2 Strukturförderung für Bioenergie im Rahmen der Energiewende

2.1 Allgemeine Strukturförderungsinstrumente für Bioenergie im Rahmen der Energiewende

Die in diesem Thesenpapier behandelte Umstellung von Kohlekraftwerken auf den Betrieb mit Biomasse, bietet die Chance, einen effektiven Beitrag zur Erreichung der Klimaziele in Deutschland und darüber hinaus zu erbringen. Eine Umrüstung bedarf in der Regel einer Förderung zur Gewährleistung eines wirtschaftlichen Betriebs, da derzeit aufgrund der überkommenen Subventionsstrukturen von fossilen Grundlasttechnologien, eine Marktverzerrung herrscht, die mittelfristig durch eine angemessene CO₂-Bepreisung und weitergehende ordnungspolitische Maßnahmen ausgeglichen werden muss. Verschiedene Fördermechanismen werden bereits auf kleine Biomasseanlagen angewendet (EEG), generell denkbar sind sowohl leistungsbasierte Prämien für eine Umrüstung, also eine Förderung die beispielsweise als Einmalförderung zu Beginn der Projektrealisierung erfolgt oder aber im Rahmen von Prämien, welche über eine längere Laufzeit basierend auf der Stromproduktion ausgezahlt würden. Diese Fördermechanismen werden auch ‚einseitige Marktprämien‘ genannt. Darüber hinaus existieren die sogenannten ‚symmetrischen Prämien‘ in der Form von Differenzverträgen (Contracts for Difference = ‚CFDs‘). Dieses Thesenpapier beschäftigt sich in diesem Rahmen ausführlicher mit symmetrischen Prämien für die Bioenergie im Rahmen der Energiewende in Form von CFDs.

2.2 Symmetrische Marktprämien für den Einsatz von Bioenergie in Großkraftwerken

Bei CFDs konstituiert der Strike-Preis (SP) das Hauptelement des Förderrahmens. Der Strike-Preis bezeichnet das garantierte, für die Betreiber kostendeckende, Erlösniveau. In diesen Strike-Preis fließen auch die Überlegungen ein, dass damit eine Unabhängigkeit des Betreibers gegenüber Strommarkterlösen gewährleistet wird, auf der anderen Seite aber auch Rückzahlungen geleistet werden, wenn die Strommarkterlöse über dem SP liegen würden. Warum symmetrisch? Anders als bei einer einseitigen Prämie, werden nicht nur Betreiber von Anlagen abgesichert, sondern, gemäß der Symmetrie des Mechanismus, auch Stromverbraucher gegenüber steigenden Strompreisen. Ein wesentlicher Vorteil besteht also darin, dass der Strike-Price kostendeckend ausgelegt ist

und damit einen Erlös, unabhängig von Unsicherheiten, gewährleistet, d.h. de facto den Betreiber von Strommarktrisiken abschirmt und somit zumeist im Falle einer Technologieeinführung Anwendung findet.

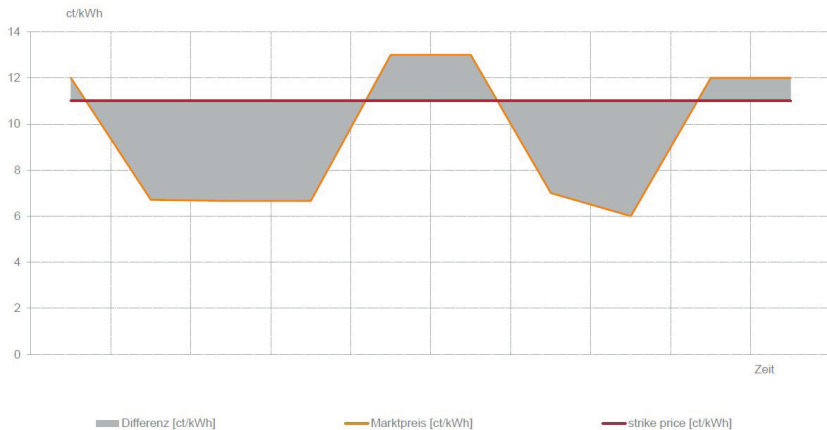


Abb. 3: Schematische Funktionsweise des CFD mit Referenzpreisen

Um die Anwendbarkeit eines CFD für Biomasseanlagen in Kraftwerksgröße in Deutschland zu untersuchen, blicken wir in diesem Thesenpapier auf die im März 2021 erschienene Enervis Studie „Förderbedarf für die Umstellung von Kohlekraftwerken auf Biomasse“. Die enervis energy advisors GmbH hat sich im Rahmen einer Marktstudie zu Biomasse-CFDs, einer Analyse unterschiedlicher Referenzkraftwerke angenommen, um den unterschiedlichen technischen Gegebenheiten von Steinkohlekraftwerken ökonomisch entsprechen zu können und darauf aufbauend allgemeine Aussagen zum CFD-Design tätigen zu können. In diesem Thesenpapier nähern wir uns dieser Betrachtung, um eine praxisnahe Auslegung der These zu CFDs als geeignetem Förderinstrument darzustellen.

Im Folgenden betrachten wir die methodischen Parameter, die für die Errechnung der Förderleistung der markttypischen Referenzkraftwerke herangezogen wurden. (Bei einer Inbetriebnahme der Biomasseanlagen im Jahr 2026):

1. Anlagespezifische Berechnung der Stromgestehungskosten
2. Ermittlung des mittleren Förderbedarfs in Cent pro Kilowattstunde
3. Sowie weitere Eigenschaften die in der Betrachtung berücksichtigt wurden:
 - a. Standort (Logistik), Alter & Effizienz
 - b. Mit Kraft-Wärme-Kopplung oder ohne KWK

Fürderhin unterscheiden sich die jeweiligen Referenzkraftwerke (RK) in ihren sogenannten ‚Kraftwerksparametern‘ in Bezug auf:

1. Nennleistung & Wärmeauskopplung:
 - a. RK 1: 300 MW - KWK
 - b. RK 2: 600 MW - KWK
 - c. RK 3: 300 MW – kein KWK
 - d. RK 4: 600 MW – kein KWK
2. Standort
 - a. RK 1: Binnenstandort
 - b. RK 2 - 4: Hafenstandort

Allgemein werden, basierend auf dem Jahr 2020, folgende Kostenparameter für die Referenzkraftwerke angenommen:

- Umstellungskosten 300-400 €/ kW
- Biomassekosten: 150 €/ t
- Transportkosten: 0-20 €/ t

Neben der enervis-eigenen Strommarkmodellierung fließt auch der veranschlagte CO₂-Preis von 44 €/ t in 2030 in die Berechnungen mit ein. Im Folgenden wird die langfristige Entwicklung des CO₂-Preises aufgezeigt und zusätzlich dazu noch ein ambitionierteres CO₂-Preisszenario hinzugefügt 60 €/ t, um darzustellen, dass ein erhöhter CO₂-Preis den effektiven Förderbedarf für die Umrüstung auf Biomasse noch weiter senkt.

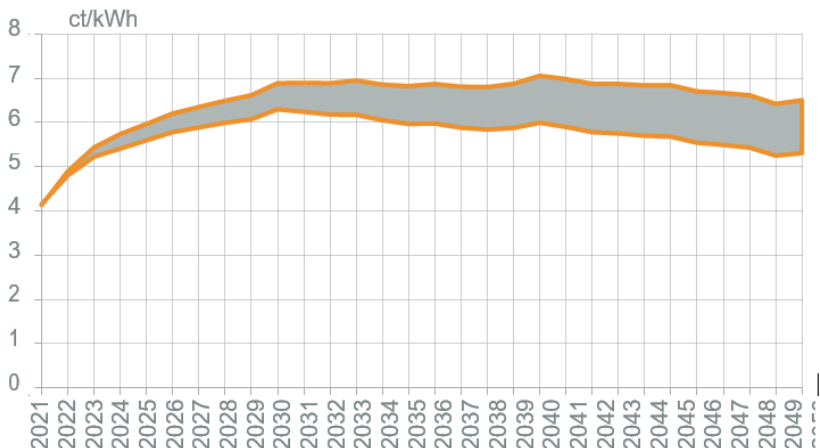


Abb. 4: Erhöhung des Base-Preis nach CO₂-Preiserhöhung

Die Berechnungen des durchschnittlichen Förderbedarfs der Referenzkraftwerke der enervis Studie, basieren auf den Annahmen, dass der CFD jeweils für 10 Jahre greift und die Kraftwerke 3.500 Vollbenutzungsstunden (VbS) leisten. Der im CFD enthaltene durchschnittlich ermittelte Förderbedarf für alle 4 Referenzkraftwerke der damit als Referenzgröße für den bundesdeutschen Kontext gelten kann, beläuft sich auf 3,7 Cent pro Kilowattstunde.

Nach Angaben von enervis liegt der Referenzwert in etwa in der Größenordnung

vergleichbarer Förderregime in Dänemark und Großbritannien. Bioenergie kann auf diese Weise eine ideale Ergänzung der Wind- und Sonnenenergie darstellen, gerade auch vor dem Hintergrund der sehr ehrgeizigen Ausbauziele der Bundesregierung, die mittelfristig sehr wahrscheinlich noch nach oben korrigiert werden. Gerade auch Hafenstandorte wie Rostock oder Wilhelmshaven prädestinieren sich für CFD Anwendungen und Bioenergie könnte hier ebenso Wind- und Sonnenenergie beim Betrieb von Elektrolyseuren und der grünen Produktion von Wasserstoff ideal ergänzen.

2.3 Globale Ansätze der Strukturförderung von Bioenergie

2.3.1 Großbritannien - Differenzvertrag (CfD - Contract for Difference)

CfDs funktionieren wie eine Einspeisungsprämie, die eine "Aufstockungszahlung" (welche über den jeweiligen Einnahmen aus dem Stromgroßhandelsverkauf liegt) zu einem vereinbarten Ausübungspreis vorsieht. Sie werden in Großbritannien im Rahmen von Auktionen vergeben, die zwischen zwei Technologiegruppen aufgeteilt sind, eine betrifft die Erzeugung erneuerbarer Energien aus Biomasse.

2.3.2 Dänemark - Befreiung von der Wärmesteuer

Anlagen, die Biomasse anstelle von Kohle zur Wärmeerzeugung nutzen, sind von zwei wichtigen Steuern auf Energie und CO₂ befreit, die zusammen 264,24 DKK/ MWh betragen (35,40 €/ MWh, Stand: April 2019). Das System erlaubt es den Erzeugern, die geschuldete Steuer auf der Grundlage ihrer stündlichen Leistung zu berechnen. Dadurch wird die Steuerschuld begrenzt, falls Kohle nur gelegentlich verwendet wird.

2.3.3 Maßnahmen zur Strukturförderung

In Deutschland befinden sich nach dem im Sommer 2020 beschlossenen Kohleausstieg entsprechende Förderprogramme für die Umrüstung und den Betrieb von ehemaligen Kohlekraftwerken mit Biomasse aktuell in der Umsetzung. Damit sind die zuständigen Bundesministerien durch den Gesetzgeber beauftragt worden, den geeigneten Förderrahmen zu schaffen, der sowohl dekarbonisierte Wärme als auch den Umstieg auf Biomasseverstromung an geeigneten

Kohlestandorten ermöglichen soll. Vor dem Hintergrund steigender, nationaler Klimaziele ist eine zeitnahe Umsetzung dieser Programme ein wichtiger Baustein zur Dekarbonisierung der deutschen Energiewirtschaft.

Literatur/Quellen

- Agora Energiewende und Wattsight (2020): Die Ökostromlücke, ihre Strommarkteffekte und wie sie gestopft werden kann. Effekte der Windenergiekrise auf Strompreise und CO₂-Emissionen sowie Optionen, um das 65-Prozent-Erneuerbare-Ziel 2030 noch zu erreichen.
- Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), (2019) Integriertes Energiekonzept 2050 – Strom Wärme Verkehr Industrie.
- Bundesverband Erneuerbare Energie, (2019, 2020, 2021): Das „BEE-Szenario 2030“ 65% Erneuerbare Energien bis 2030 – Ein Szenario des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE)
- Dena und ewi Energy Research & Scenarios gGmbH, (2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050 Teil A: Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen (dena) Teil B: Gutachterbericht (ewi) Energy Research & Scenarios gGmbH)
- enervis energy advisors GmbH, (2021): Ermittlung des Förderbedarfs für die Umstellung von Kohlekraftwerken auf Biomasse. ownCloud (enervis.de)
- Enviva, (2020): CSR Report 2020.
- Pöyry, (2018): Pellet supply potential for coal-to-biomass conversions in Germany.

Kontakt

Marius Hachenberg, Acting General Manager Germany

Enviva

✉ Marius.Hachenberg@enviabiomass.com | 🌐 www.envivabiomass.de

Energiewende ohne Biomasse? Gibt es Geld dafür?

Zusammenfassung: Investitionen in Solar- und Windkraft in Deutschland haben keine Energiesicherheit gebracht, geschweige denn eine signifikante Reduzierung der Treibhausgasemissionen. Obwohl der Anstieg der installierten Solar- und Windkapazität von 2010 (44,9 GW) bis 2018 (104,26 GW) mehr als 100% betrug, verringerten sich die CO₂-Emissionen des Energiesektors nur um 10,1% von 801.528.000 t im Jahr 2010 auf 720.536.000 t im Jahr 2018 [4]. Trotz der Tatsache, dass erneuerbare Energien 56,01% der installierten Kapazität für die Stromerzeugung ausmachen, verlor Deutschland ab August 2020 die Kontrolle über seine Energiesicherheit und wurde abhängig von Energieimporten mit dem Ziel, das Stromnetz zu stabilisieren [3]. Auffällig ist, dass Biomasse mit einer installierten Kapazität, die sechsmal kleiner ist, praktisch die gleiche Menge elektrischer Energie erzeugt wie Solarenergie. Massive Investitionen in intermittierende Energien mit geringem Wirkungsgrad machen Energie zu teuer. Es ist Zeit, über die Energiewende im Rest der Welt nachzudenken. Die öffentliche Politik und die Finanzierungsquellen für die Entwicklung von Biogas und die energetische Nutzung von aufgeforsteter Holzbiomasse in anderen Ländern nicht zu stimulieren, soll zur globalen Erwärmung beitragen. Auch das Elektroauto wird diesen Trend nicht umkehren können

Abstract: Investment in solar and wind power in Germany has not brought energy security, much less a significant reduction in greenhouse gas (GHG) emissions. Although the increase in installed solar and wind capacity, from 2010 (44.9 GW) to 2018 (104.26 GW), was greater than 100%, CO₂ emissions from the energy sector decreased by only 10.1%, from 801,528,000 t in 2010 to 720,536,000 t in 2018 [4]. Despite the fact that renewable energies represent 56.01% of the installed capacity, for the generation of electricity, Germany lost control of its energy security as of August 2020, becoming dependent on energy imports, with the objective of stabilizing the electrical network [3]. What is striking is that biomass with an installed capacity 6 times smaller, produces practically the same amount of electrical energy as solar. Massive investment in low-efficiency intermittent energies makes energy too expensive. It is time to reflect on the energy transition in the rest of the world. Not stimulating public policies and sources of financing for the development of biogas and the energetic use of reforested woody biomass in other countries, is to contribute to global warming. Even the electric car will not be able to reverse this trend.

1 Introduction

For the energy transition in other countries to occur without causing problems from an economic, social and environmental point of view, it is necessary that sustainable sources of energy, which will replace those from fossil sources, cause low economic impact, reach the greatest number of people and be effici-

ent and self-sustainable. That these energy sources do not depend on fossil sources, for the energy security of their transmission and distribution. One of the countries that most invested in renewable energy, but with low efficiency, was Germany. From 2000 to 2018, enough was invested in solar and wind power to build an installed capacity of 106.61 GW of wind (On: 53.15 GW and Off: 6.56 GW) and solar of 46.90 GW. Together with hydroelectric plants and biomass, it made a total of 119.61 GW of installed capacity from renewable energy alone [1]. Today it is the second country with the highest cost of electricity in Europe, behind only to Denmark [3]. Wouldn't it be time to rethink the energy transition with a focus on the greatest possible efficiency of electricity generation? What is the economic impact and what are the real consequences for the environment and society worldwide, if this model is followed by other countries? In Brazil, due to great distances, it is impossible to replicate this model because it is extremely expensive and inefficient. The energy transition will never happen, at a low cost, until fossil energy sources are replaced by sustainable energy sources, such as biogas and woody biomass (reforestation). The more wind and solar parks that are implemented, the more thermals from fossil sources will have to be built. As a consequence, there will be no energy transition anywhere on the planet. Both in Brazil and in the rest of the world, there is no stimulus, through public policies and financing sources, for the development of biogas and the energetic use of woody biomass. As a result, the energy transition based solely on solar and wind power is not contributing to the reduction of global warming. Even the electric car will not be able to reverse this trend.

2 Energiewende in Germany and Brazil

In Germany, the installed capacity of fossil fuel energy increased slightly until 2016 (Fig. 1a). Renewable energies have grown strongly (Fig. 1c). Even with the increase of more than 100% in the installed capacity of solar and wind power, which occurred between the years 2010 (44.9 GW) and 2018 (104.26 GW), there was no reduction in the installed capacity of fossil sources. However, the use of coal plants in hours of full load (flh - full last hour) decreased - for lignite and coal, on average, 26 and 57 hours per year (h / year). Due to a technical limitation of coal-fired plants, they cannot be shut down completely, as photovoltaic production is intermittent, and it would not be possible to restart the generation of the plants quickly due to the lack of PV generation. The use of natural gas (NG) increased by an average of 80 h / year. The energy efficiency of nuclear energy decreased due to the end of the operation of eight plants in 2011 and the reduction of new capacities in the following years (Fig. 1b). However, the total load hours of the other plants increased by 14 h / year [3].

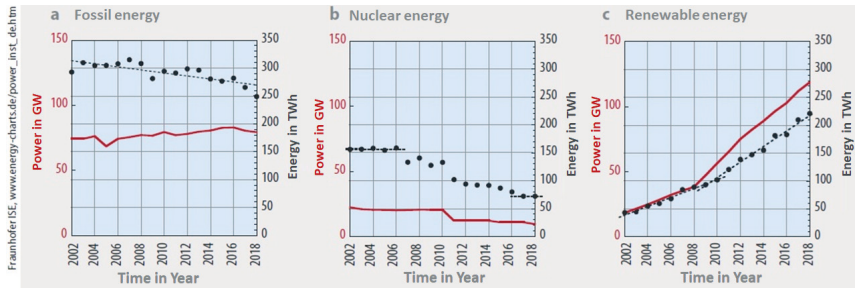


Fig. 1: The development of installed capacity (red, left ordered) and energy generated (black dots, right ordered) is shown from 2002 to 2018 for fossil energies (a), nuclear energy (b) and renewable energies (c). The dashed lines are fitted to the data, as well as marking the average values and the areas of the average values. Source: [3]

In Table 1, it is possible to see how much the power generation varied between 2002 and 2018. Even with the dizzying increase in the installed capacity of solar and wind (104.26 GW, 2018) the saving in the generation of fossil sources was only 44 TWh. The environmental benefit, therefore, was very low. This decrease in the generation of fossil sources allowed savings of just 59 million tons of CO₂ emissions, which corresponds to 8% of GHG emissions in 2018.

Tab. 1: Annual electricity production according to the generating source.

Energy Generation in TWh	2002	2018	delta
Nuclear energy	156,9	72,2	- 84,7
Fossil energy	313,4	269,8	- 43,6
Renewable energy	39,9	219,5	179,6
Export (net)	0,7	-51,0	- 51,7
Sum of negative values			- 180,0

Source: [3]

Emissions in Germany are largely caused by the fossil energy sector (83.9%). Within this sector, energy and heat generation is responsible for 34.4% of emissions, followed by transportation (19.1%), industrial burning (15.2%), Residences (9.8%), self-employed, commerce and services (3.7%) [9]. Industry generates 7.5%, agriculture only 7.4% and the waste sector 1.1%. If we consider the emissions for the year 2009 (745,436,000 t of CO₂) and compare them with the emissions of 2017 (747,914,000 t of CO₂), in Figure 2, it is possible to notice that there was no significant decrease due to the increased sources of renewable energy generation (PV and wind).

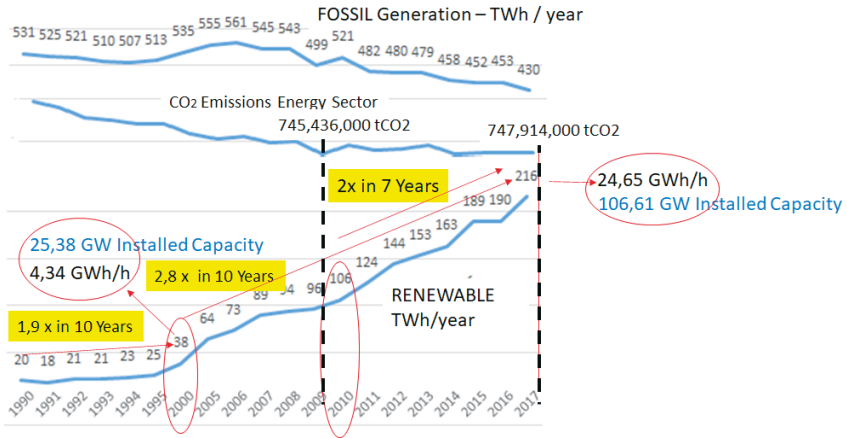


Fig. 2: Relationship between the increase in renewable sources (PV and Wind) with the decrease in GHG emissions. Source: Umweltbundesamt based on AG Energy balance results

In this same period (2009 to 2017) the energy from PV and Wind more than doubled, went from 96 TWh in 2009 to 216 TWh in 2017. And the installed capacity increased 2.7 times, going from 36.29 GW to 98,06 GW. In Brazil, emissions from the energy sector have increased steadily since 1990. In 1990, emissions were 192.8 million tons of CO2 equivalent and in 2016 they represented 423.5 million tons [10]. The energy matrix went from a consumption of 138.8 million oil equivalents (Mtoe) in 1990, to a level of 276 Mtoe in 2016. In 1990, the internal supply of energy from fossil sources was 52% and in 2016 it increased to 57%. It is important to highlight that the increase in the share of emissions caused by natural gas went from 3% in 1990 to 17% of the total CO2 equivalent emissions in 2016. Another important fact is that, in 2015, within the accounting for the CO2 emissions generated from the burning of fossil fuels, transport was responsible for 44%. The electric energy sector was responsible for only 20% of these emissions originated by fossil fuels. It is possible to see that Brazil has a different profile than the rest of the world. While the world average (2015) of emissions stands out in the generation of electric energy (42%), in Brazil transport is the biggest generator of emissions [10]. Brazil has a large production of ethanol, which only has automotive consumption due to a law that requires the addition of ethanol in gasoline. Ethanol is more expensive than gasoline when compared at R\$ / km traveled. In Table 2, depending on the minimum and maximum productivity of sugar cane (54.02 t / ha at 74.32 t / ha) and corn silage (40 t / ha at 52 t / ha) reached in different regions from Brazil, it is possible to see that corn, in 105 days, produces an average of 2.66 times more energy per hectare than cane (perennial: 7 years), in 365 days.

Tab. 2: Productivity of ethanol from sugarcane and biomethane from corn.

Biofuel	Productivity	Km run / ha	
		7 Km / L	19.980 a 27.391 Km
Etanol	2.844 a 3.913 L / ha		
Biometano	4.282 a 5.561 m ³ / ha	13 Km / m ³	55.666 a 72.293 Km

Source: [12]

An important observation must be made here: “In the case of corn, it is possible to produce food for the remainder of the 260 days of the year and with sugarcane it doesn’t happened”. In addition, it is also possible to produce biomethane from corn straw.

3 Energy Security with Renewables

The biggest problem that can happen in an electrical matrix is the lack of reliability in the power supply. The greater the intermittency of generation in the supply of energy to the transmission and distribution network, the greater the risk of failure in the system, the worse the quality in the supply of electricity [6]. Due to this high intermittency of wind, but mainly solar PV, Germany lost its energy security in August 2020 [3]. The lack of predictability in the supply of electricity generates insecurity for companies that transmit and distribute energy, which have an obligation to honor their supply contracts.

3.1 Renewables efficiency in relation to their Installed Capacity

Energy security is related to the type of energy source. The greater the efficiency in the generation of electric energy, the greater the security in the transmission and distribution of this energy. Another factor that has an influence on energy security is the degree of intermittency of the energy source. This characteristic is related to the climate. Example of solar, wind and hydraulic. Solar energy in Brazil is reported to have an efficiency of around 20% with an installed capacity of 3,958 MW (ONS, 2021). Hydraulic generation in Brazil has an installed capacity of 109,325,051 GW with an efficiency of 40% (ONS, 2021). The hydro potential still to be explored, but environmentally unviable, is 126,164 MW, Figure 3. Of this total, 70% are located in the Amazonas and Tocantins / Araguaia watershed. Hydroelectric plants located in these watersheds present the problem of seasonality. During practically seven months of the year the rains decrease drastically. Due to this climate behavior, the efficiency of hydroelectric dams in the Amazon is very low.

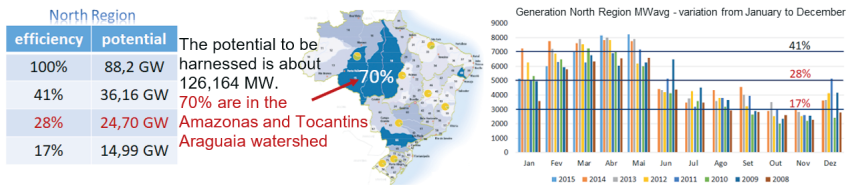


Fig. 3: Potential for hydroelectric power generation in Brazil,Source: [7]

Due to the lack of options for generating electricity from hydroelectric plants with water storage, Brazil has invested in solar and wind generation. For this reason, investment in conventional thermal plants has become mandatory, as a way to control intermittent generation in the National Integrated network (SIN). As a result, there is a trend towards an increase in GHG emissions in Brazil.



Fig. 4: Geographical distribution (already installed in the best place) of hydroelectric, wind and solar plants.Source: [8]

With the long distances for the transmission of energy, represented in the fig. 4, wind and solar generation are not the best options for electricity to arrive with quality in the Brazilian countryside. In 2020, Brazil had 145,600 km of transmission lines. For the year 2025, there will be 184,054 km. From there, the distribution lines begin. With the increase in intermittency in the network, and the need to travel all this distance, there will be an increase in the poor quality of energy supplied in rural areas. In addition, there are many areas to be electrified and extensive areas where the necessary amount of energy for new investments on farm does not arrive, which require greater power from motors and electrical installations, such as: for the processing of cotton and irrigation. The efficiency of Hydroelectric plants where there are no prolonged drought periods is around 40%, solar (PV) 20% in Brazil and 11% in Germany, and wind (20% to 40%) vary by location. Biogas with 92% in 8,059h or 95% in 8,322h of engine operation per year, delivers energy without intermittence, dense, which benefits the system with respect to the quality of the electricity supply in the distribution network.

3.2 Difference between renewable and sustainable energy

Renewable energy may not be the same as sustainable energy. Sustainability has to do with sustaining the system itself, without compromising the resources used in this system, keeping them unchanged or even increasing their potential for use. In the case of electricity generation, it would be to produce this energy without needing fossil energy sources to sustain its transmission and distribution on the grid. The generation of hydroelectric, wind and solar energy, need other sources of electrical energy to sustain themselves in the transmission and distribution network. Although they are renewable, if fossil sources of energy are used so that they can be transmitted and distributed, they are no longer sustainable. All intermittent renewables are fossil dependent. The efficiency of intermittent renewable sources varies according to the degree of its dependence on the climate. The lower the efficiency, the greater the dependence on fossil sources. PV solar energy is extremely dependent on fossil thermals.

3.3 Distributed generation

Only solar and biogas are capable of being implemented in any distribution network in rural areas, in Brazil. But only biogas offers sustaining and dense energy, capable of providing electricity 24 hours a day, 365 days a year. In the hypothetical example shown in Figure 5, where the distribution network has a maximum distribution capacity of 40 MWh, it considers that there are five agro-industries involved in generating their own energy for self-consumption. Each of them has an average consumption of 3.66 MWh / h.

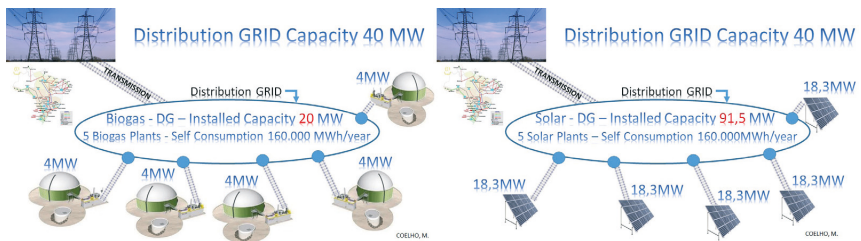


Fig. 5: Biogas x Solar PV in Distributed Generation, with a network capacity of 40 MWh

Source: Author [12]

If all agroindustries opted for the photovoltaic solar generation system, the installed capacity of each plant would have to be 18.3 MWh, as its average efficiency in the generation of electricity in Brazil is only 20%. If the option is for biogas plants, each agroindustry may invest in plants with an installed capacity of only 4 MW. The aggravating factor for the lack of adequacy of PV for electricity generation in rural areas is the fact that solar energy is generated, almost 100%, between 9 am and 3 pm. Therefore, in our example in Figure 5, there is a generation of electrical energy five times higher than necessary, from 9 am to 3 pm. In this period, the five solar plants would supply 91.5 MWh / h to the distribution

network. 51.5 MWh would be lost per hour, from 9 am to 3 pm, due to the distribution network, in this case, to support only 40 MWh circulating in its electrical power system. Therefore, solar plants can be connected to the distribution network up to a maximum of 20% of the capacity that this network has to circulate energy through its wire. All surplus is lost, which causes losses for all consumers.

4 Economic viability

In Figure 6, it is possible to visualize the economic effect of different types of renewable energies on the economy in Germany in 2020.

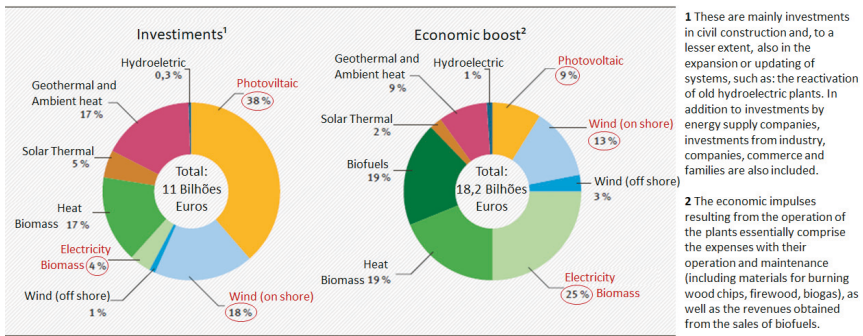


Fig. 6: Economic Effect of Renewable Energies in 2020 – Germany
Source: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)

The economic impulse (circular economy) from 2019 to 2020 increased from 17.2 billion to 18.2 billion Euros. Biomass with investment 9.5 times less than solar and 4.5 times less than wind energy (Earth) is responsible for 25% of the financial movement provided by renewable energies. Biogas and biomass for burning generate a great addition to the economy, with a social and environmental impact that no other source can provide. Biomass with an installed capacity of 10,385 MW, 5.18 times less than the solar with 53,848 MW, produces the same amount of electricity without causing any problems to the distribution network. And with an installed capacity 5.24 times smaller, biomass produces 49% of the wind energy (land) with its 54.42 GW installed [13].

5 Car: Electric x Biomethane

Charging is the biggest problem for the electric car market development. In a residence in Brazil the battery charging takes place at 20 A x 220 V = 4.4 kWh / h. It would take around 12.5 hours to supply 55 kW. With a fast charging (50 kW) a 55 kW battery spends 19 minutes. But what is the impact of this on the distribution power grid? In the slow charging of a 55 kW battery, in a home, there will be consumption equal to that of 17 Brazilian homes, which will be consuming in this same period of time. In the fast loading, of 19 minutes, there will

be consumption equivalent to 213 homes. What would happen if 1 million cars fill their batteries at home after 6 pm? at any time that there is a simultaneous supply of these electric cars, there will be consumption equivalent to 17 million homes, equal to 4.5 GWh / h more. In March 2021, Brazil consumed 72.83 average GWh. This means that if Brazil had 16 million cars charging in its homes at the same time at a certain time, there would be a need to double the current energy supply in Brazil. Prices in Germany to charge an electric car range from € 0.29 / kWh (standard AC charging) to € 0.79 / kWh HPC = High-Power-Charging. An electric car consumes from 0.2 kWh / Km to 0.4 kWh / Km. A biomethane car, on average, consumes 1 Nm³ / 13 Km. If the price of biomethane in Brazil is R\$ 3.50 / Nm³, then we will have an expense of R\$ 0.269 / Km. Using the average of 0.3 kWh / Km, the electric car in Germany spends, at least, charging at home, R\$ 0.574 / Km (0.087 € / Km). Considering the residential tariff price in April 2021 of R\$ 915.00 / MWh (RGE, Rio Grande do Sul, Brazil) and disregarding the higher price during peak hours, the cost to drive an electric car is R\$ 0.274 / Km. On this consumption value of the electric car, it is necessary to add the loss in charging, which is not accounted for by the on-board computer, which varies from 15% to 25% according to ADAC-Ecotest. Considering that the electric car costs at least twice as much as the biomethane car; whereas that it is necessary to double or even triple the supply of electricity to implement the electric car in Brazil; considering that energy demand will be charged for those who purchase the electric car; considering, with the increase in demand for electricity, there will be an increase in thermal power plants to NG, which will increase the emissions of GHGs; whereas that per kWh of battery capacity of an electric car between 145 kg and 195 kg of CO₂ equivalents are emitted, equal to 73 g / km to 98 g / km (traveling 15,000 km / year) [11]; considering that biomethane does not have particulates, does not affect the generation, transmission and distribution of electric energy and is sustainable, it is unimaginable to think about public policies in Brazil or worldwide in favor of the electric car at the expense of the biomethane car.

Conclusion

The dilemma of climate change lies in planning the future of the world energy matrix. In order for us to have a sustainable economy and capable of being supported by the majority of the population, it is necessary to have biogas and biomass as the basis for sustaining all intermittent renewable energy sources. For electricity, biogas (from dedicated biomass and organic waste) and renewable biomass for burning (from reforestation) are the most appropriate. Investments in solar energy (PV) and wind energy must be very well planned so as not to overload and increase the supply of electricity due to complex systems for monitoring and managing energy in the transmission and distribution network. Sources of solar energy (PV) can be implemented up to a maximum of 20% of the transmission and distribution capacity of the electricity grid and, therefore, are not suitable for rural areas that are essentially agricultural and animal-producing in developing countries. Wind energy sources have better efficiency close

to the coast and off shore. Consumption zones distant from these locations are impaired due to losses in transport and intermittent supply. The electric car will be viable only in regions that have sufficient energy for domestic, commercial, industrial and rural supply with at least twice the capacity of its current supply. The battery charging of the electric car is the great problem of the e-car system. To replace fossil fuel used in transportation, the most sustainable, most efficient and cheapest is biomethane. Public policies for the electric car will make the electric power supply system fossil dependent and extremely expensive due to the need to increase the supply of energy dedicated exclusively to electric mobility. If there are no public policies to promote investments in biogas and renewable biomass, the energy transition will not happen and fossil sources cannot be removed from the world energy matrix.

References

1. AG ENERGIEBILANZEN e.V., Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland – Daten für die Jahre von 1990 bis 2019, Stand: September 2020 (endgültige Ergebnisse bis 2018, vorläufige Daten für 2019); Windthorststr. 13, 48143 Münster; Auenheimer Str. 27, 50129 Bergheim.
2. Wagner, F., Eigenschaften Einer Stromversorgung mit Intermittierenden Quellen; Encyclopédie de l'énergie, 28 Septembre 2016. <https://www.encyclopedie-energie.org/eigenschaften-einer-stromversorgung-mit-intermittierenden-quellen/>
3. Wagner, F., Zwischenbilanz der Energiewende, Pro-Phisik.de Journal 18 / 2019 Seite 43. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim.
4. UMWELTBUNDESAMT (UBA), Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), (Stand: Februar 2019) Fachgebiet V 1.5 - Energieversorgung und -daten, Geschäftsstelle der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Dessau-Roßlau Kontakt: AGEE-Stat@uba.de
5. ROMARE, M. und L. DAHLÖF (2017), The Life Cycle Energy Consumption and Greenhouse Gas Emissions from Lithium-Ion Batteries: A Study with Focus on Current Technology and Batteries for Light-duty Vehicles, Swedish Environmental Research Institute, Stockholm.
6. ZULPO, R. S., Alocação otimizada de geração distribuída em redes de distribuição, UFRGS, Escola de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Porto Alegre, 2014.
7. BRASIL. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), PNE 2030, <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-PNE-2030> acessado 30 de março de 202.
8. BRASIL. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), conhecimento ACERVO DIGITAL, <http://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes?categoria=IPDO>, documentos e publicações.
9. UMWELTBUNDESAMT (UBA), Treibhausgas-Emissionen in Deutschland, Bezugsjahr: 2018 (Stand THG-Berichtstratung 01/2020).

10. IEMA, Instituto de Energia e Meio Ambiente e Observatório do Clima. Emissões dos Setores de Energia, processos industriais e uso de produtos. Período 1970 – 2016. Ano 2018.
11. Romare, M. und L. Dahllöf (2017), The Life Cycle Energy Consumption and Greenhouse Gas Emissions from Lithium-Ion Batteries: A Study with Focus on Current Technology and Batteries for Light-duty Vehicles, Swedish Environmental Research Institute, Stockholm.
12. COELHO, M. A. A. Geração de energia a partir do biogás como forma de desenvolvimento econômico, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Escola de Engenharia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais, URI: <http://hdl.handle.net/10183/204467>, Porto Alegre, RS, Brasil, 2019.
13. UMWELTBUNDESAMT (UBA), Erneuerbare Energien in Deutschland Daten zur Entwicklung im Jahr 2020, Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien – Statistik (AGEE), Hintergrund – März 2021.

Contact

PhD Mario Augusto Alexandre Coelho, Diretor de Assuntos Internacionais

Associação Brasileira de Biogás e Metano - ABBM

Rua: Marechal Floriano, 607. Sala 219.
Santa Cruz do Sul – RS
Brasil
CEP 96.810-052

☎ +55 51 9 9814 4994 | ✉ mariocoelho@ecoterra-bio.com.br
✉ mariocoelho@abbiogasemetano.org.br

Wertschöpfungsketten von Sorghumarten und -typen für die Bioenergie

Zusammenfassung: *Sorghum ist ökologisch wertvoll und gut an den Klimawandel angepasst. Zur Diversifizierung der Kulturarten werden deshalb neue Verwertungswege für die unterschiedlichen Sorghumarten und -typen gesucht. Mehrere Verwertungswege weltweit können bereits zur Wertschöpfung beitragen. Die massenwüchsigen Futterhirsen eignen sich zur Biogaserzeugung und übertreffen wirtschaftlich den Mais auf trockenen, warmen D- und K-Standorten. In den Trockenjahren 2018 und 2019 überzeugten sie auch auf Löß und D-Nord-Standorten. Kornsorghum kann in Verbindung mit guten Verkaufspreisen zur menschlichen Ernährung und der Nutzung der Reststoffe für die Biogasproduktion wirtschaftlich erzeugt werden.*

Abstract: *Sorghum is ecologically valuable and well adapted to climate change. New utilization routes for the different sorghum species and types are therefore being sought to diversify the crop. Several utilization routes worldwide can already contribute to value creation. Mass-growing forage sorghum is suitable for biogas production and economically outperforms corn on dry, warm D and K sites. In the dry years of 2018 and 2019, they also performed well on loess and D-North sites. Grain sorghum can be economically produced in conjunction with good selling prices for human consumption and use of residues for biogas production.*

1 Mögliche Verwertungswege für Sorghum

Sorghum ist weltweit die fünft wichtigste Getreideart. Auf rund 40 Mio. ha werden jährlich rund 60 Mio. t Hirse (Deutsches Maiskomitee e.V.) geerntet (nur Korn). Die Erträge liegen unter 15 dt/ha. In der EU gibt es mit 53 dt/ha die höchsten Erträge (auf ~153.000 ha, Erntemenge ~855.000 t). Hauptproduzenten in der EU sind Frankreich, Italien und mit größerem Abstand Rumänien (Deutsches Maiskomitee e.V.). Weltweite Anbauzahlen zum Biomasseanbau von Sorghum als Ganzpflanze (auch in mehrjähriger Nutzung) sind kaum bekannt. In Deutschland spielt der Anbau insgesamt (Ganzpflanze und Kornnutzung) noch eine sehr geringe Rolle.

Sorghum ist ökologisch sehr wertvoll, weshalb der Anbauumfang auch in Deutschland (besonders auf leichten, warmen Böden) bei guter Wirtschaftlichkeit ausgebaut werden sollte. Die Vorteile von Sorghum liegen besonders in den Bereichen Klimaanpassung und Biodiversität.

Die Nutzungsmöglichkeiten und Wertschöpfungsketten von Sorghum können sehr vielfältig sein. In diesem Zusammenhang kann Sorghum für die Bioenergie als Ganzpflanze, als Koppelprodukt oder als Kaskade genutzt werden.

Tab. 1: Verwendungsmöglichkeiten für Sorghumhirse

menschliche Ernährung	Futter	Energie	stoffliche Nutzung
Müsli	Korn	Gärsubstrat für Biogasanlagen	Fasernutzung
Mehl	Frischfutter (mehrschnittig möglich)	Thermische Verwertung (Großballen)	Besen
Alkohol	Heu	Kraftstoff (Bioethanol)	Papier
Zucker	Beweidung		Zucker und Alkohol für technische Zwecke
	Silage		evtl. Biokunststoffe

Jäkel, Sächsischer Futtertag 10.03.2020

Bisher wurde im Forschungsverbund zu Sorghum die Verwendung als Ganzpflanze zur Biogaserzeugung intensiv untersucht. Doch auch die Nutzung als gutes Raufutter könnte eine wertschöpfende Variante darstellen. Die Kornnutzung bietet gute Chancen in der menschlichen Ernährung ebenso in der Tierfütterung. Die in Tab. 1 dargestellten Varianten werden weltweit noch unterschiedlich angewendet und besitzen unterschiedliches wirtschaftliches Potential. Deshalb bietet es sich an, für einen zukünftigen Anbau die in Tab. 1 genannten Verwendungsmöglichkeiten zu kombinieren, zu koppeln, in Kaskaden zu verwenden und diese Möglichkeiten, vor allem wirtschaftlich, zu prüfen. Im Beitrag werden mögliche Wertschöpfungsketten, die in Verbindung mit der Bioenergie stehen, wirtschaftlich bewertet. Die Sorghumarten Sorghum bicolor (Futterhirse, Körnerhirse, Dualtyp) und Sudangrasybride sowie Mais werden miteinander verglichen.

Folgende Verwendungsmöglichkeiten, die sich auf recht unterschiedlichen Praxis-einführungsniveaus befinden, werden im Forschungsbericht des Verbundprojektes vorgestellt:

- Nutzung von Biomasse (Ganzpflanze) zur energetischen Verwertung in Biogasanlagen
- Verkauf des Korns und Nutzung der Restpflanze in Biogasanlagen (Kopplung)
- Nutzung von Sorghum als Tierfutter (mit oder ohne Kopplung)
- Nutzung von Sorghum als Faserpflanze (Kaskade)
- Nutzung von Stärke zur stofflichen und Nutzung der Restpflanze zur energetischen Verwertung (Kaskade, Kopplung)

Die beiden ersten Verwertungspfade und ihre Wirtschaftlichkeit werden nachfolgend beschrieben.

2 Standorte, Kulturarten, -typen und Sorten

Charakteristik der untersuchten Standorte

In Tab. 2 sind die wichtigsten Charakteristiken der Standorte beschrieben. Dabei ist erkennbar, dass ein breites Niederschlags-, Temperatur- und Bodenspektrum für die Untersuchungen abgedeckt wurde.

Tab. 2: Charakteristik der Versuchsstandorte im Verbundvorhaben

Standort	Boden-Klima-Raum	Entstehung	Bodenart	Ackerzahl	Niederschlag (Jan.-Dez.) lj. Mittel*(mm)	Temperatur (Jan.-Dez.) lj. Mittel*(°C)
Gülzow	mittlere diluviale Böden MV	D	sL	55	569	8,6
Obershagen	sandige Böden, Lüneburger Heide	D	SI	45	688	9,6
Poppenburg	Lehmböden / Südhannover	Löß	L	85	599	9,2
Straubing	Gäu-, Donau-, Inntal	Löß	uL	76	984	8,4
Marquardt	trocken-warme diluviale Böden des	D	SI	30 – 40	586	9,3
Trossin	ostdeutschen	D	IS	46	586	9,5
Welzow	Tieflandes	K	Ss	20	582	9,6

Vorstellung der untersuchten Kulturarten und -typen von Sorghum

Die genetische Vielfalt (Diversität) von Sorghum, deren Ursprung im tropischen Afrika zu finden ist, ist enorm. Aus diesem Grund müssen die in diesem Bericht verwendeten Arten bzw. Typen und Kreuzungen näher beschrieben werden. Sorghum gehört zur Familie der Süßgräser und ist eng verwandt mit Mais, Zuckerrohr und Miscanthus. Als C4-Pflanze besitzt sie ein großes Potenzial für hohe Biomasseerträge. Das tiefreichende, weitverzweigte Wurzelsystem erlaubt eine gute Anpassung an trockene und warme Bedingungen, wobei allerdings das sehr hohe Ertragspotenzial nur bei optimaler Wasserversorgung ausgeschöpft werden kann. Als Kulturpflanzen sind vor allem die beiden Arten Sorghum bicolor und Sorghum sudanense (Sudangras) bekannt. Da Sudangras kein sehr hohes Ertragspotenzial besitzt, aber dafür andere positive Eigenschaften, wie eine kurze Vegetationsdauer, hat, wurden Hybriden aus beiden Arten gezüchtet (Sorghum bicolor X Sorghum sudanense). Diese werden als Sudangrashybriden bezeichnet (SGH). Bei der Kulturart Sorghum bicolor gibt es mehrere Typen, die z.T. einen deutlich unterschiedlichen Habitus aufweisen. Im Projekt wurden die massenwüchsige Futterhirse (FH) und die kurze, kompakte Körnerhirse (KH) mit halboffener Rispe geprüft. Beide Typen unterscheiden sich in ihren Eigenschaften und Verwendungsmöglichkeiten deutlich. Um die Vorteile beider Typen zu verbinden werden Dualtypen, auch als Dualsorghum (DU) bezeichnet, gezüchtet. Diese stehen hinsichtlich Wuchshöhe zwischen Körner- und Futterhirschen und weisen einen hohen Anteil an Körnern bzw. an Stärke an

der Gesamttrockenmasse auf. Abb.1 zeigt die Sorghumarten bzw. -typen sowie Mais in ihrer äußeren Erscheinung.



Abb. 1: Sorghumarten, -typen und Mais

Bei Sorghum ist u.a. die Verbesserung der Kältetoleranz ein immens wichtiges Züchtungsziel. An der Verbesserung der Kältetoleranz von Sorghum-Sorten wird in vielerlei Hinsicht gearbeitet und geforscht (DMK, 2019). Allerdings benötigt die Verbesserung quantitativer Merkmale wie Kältetoleranz trotz moderner, molekularer Zuchtmethoden nach wie vor Zeit und entsprechende Investitionen seitens der praktischen Pflanzenzüchtung. Die Züchtung angepasster, verbesserter Sorten muss daher mit dem Aufbau von Absatzmöglichkeiten und Wertschöpfungsketten für Sorghum einhergehen.

3 Nutzung von Sorghum in Biogasanlagen

Erträge

In Bezug auf die Eignung von Sorghum für Biogasanlagen wurden in verschiedenen Projekten seit 2008 Mais, Futterhirse und Sudangrashybride miteinander verglichen. 2018 und 2019 kam der Dualtyp als Vergleich hinzu. Die Arten und -typen wurden auf den anfangs genannten Standorten geprüft.

Die Abb. 2 zeigt eine Zusammenfassung der TM-Erträge geprüfter Mais-, Sudangrashybriden und Sorghum bicolor-Sorten (Typ Futterhirse) über die Jahre 2008 – 2019. Im Vergleich dazu stellen die Punkte die Mittelwerte aus den beiden Trockenjahren 2018 und 2019 dar.

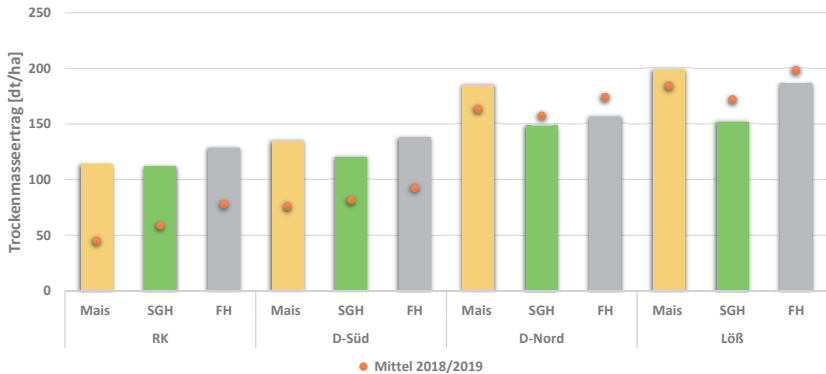


Abb. 2: Mittel der TM-Erträge der Kulturarten 2008 bis 2019 (Säulen) im Vergleich zum Mittel der TM-Erträge von 2018 und 2019 (Punkt)

Legende: RK-Rekultivierungsstandorte: Welzow, Grünewalde; D-Süd- Diluvialstandorte (kontinentaler Einfluss): Dröbzig, Gadegast, Güterfelde, Marquardt, Trossin; D-Nord-Diluvialstandorte (maritimer Einfluss): Dasselsbruch, Gülzow, Obershagen, Rockstedt; Löß-Lößstandorte: Bernburg, Dornburg, Friemar, Poppenburg, Straubing

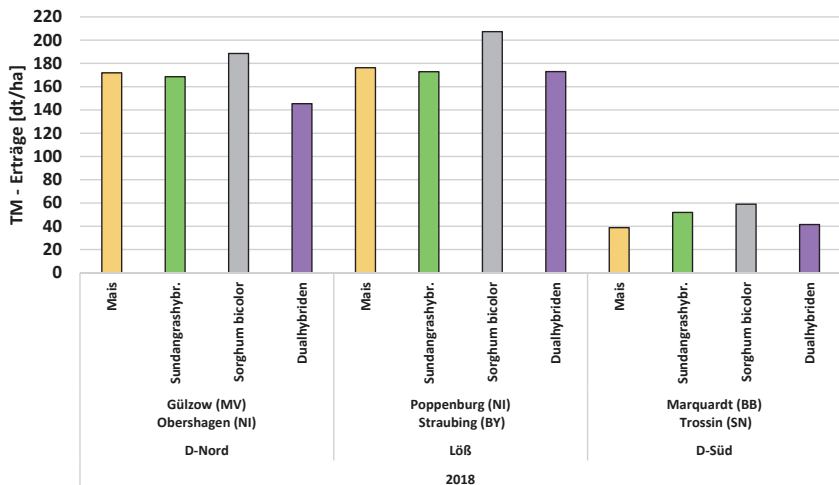


Abb. 3: Mittel der TM-Erträge der Kulturarten 2018 (Quelle LWK NS)

Die Ergebnisse machen deutlich, dass **Sorghum bicolor** (Futterhirse) eine ernstzunehmende Alternative zu Silomais sowohl an Grenz- als auch an Gunststandorten darstellen. Entscheidend ist ein hoher Biomasseertrag zum Zeitpunkt der optimalen Silier-Reife (28-35 % TS). Es zeigte sich, dass TS-Gehalte über 28 % von einigen Sorten der Futterhirsens nicht immer erreicht werden konnten.

Ertraglich betrachtet reichen die **Sudangrashybriden** nicht an das Niveau der Sorghum bicolor Sorten heran, sie konnten aber an allen Standorten und in allen Jahren durch eine sichere Ausreife überzeugen. Die besonders frühe Sorte Lussi, aber auch die anderen Sudangrahybriden, eignet sich auch auf einigen Standorten für den Zweitfruchtanbau.

Die **Körnerhirsen** als Ganzpflanze sind ertraglich keine Alternative für die Biogasproduktion.

Eine vielversprechende Perspektive bieten die im Projekt getesteten **Dualtypen** (Anbau nur 2018 und 2019). Ertraglich können die Dualtypen noch nicht auf allen Standorten mit den anderen getesteten Kulturen mithalten. Weitere Untersuchungen zu Dualtypen sind erforderlich.

Aus den Ergebnissen aller Prüffahre lässt sich eine generelle Anbauempfehlung für Sorghum auf leichten und ertragsschwachen **D-Süd und Rekultivierungsböden** (K) ableiten. So boten Sudangrashybriden ein dem Mais vergleichbares, Futterhirsen sogar ein deutlich überlegenes Ertragspotenzial (Abb. 2 und 3).

Auch auf den besseren Maisstandorten in den Anbauregionen **D-Nord und Löß** erwiesen sich die Futterhirsen als aussichtsreich. In Obershagen konnte das mehrjährig ausgesprochen hohe Ertragsniveau des Silomaises von den Futterhirsen nochmals übertroffen werden. Beachtenswert im Hinblick auf das betriebliche Risikomanagement am Standort Poppenburg war das stabil hohe Ertragsniveau der Futterhirsen auch im Trockenjahr 2018. Der Mais reagierte unter diesen Bedingungen mit erheblichen Ertragseinbußen. Aus Abb. 3 lässt sich erkennen, dass gerade in den Trockenjahren die Vorzüglichkeit des Sorghum-Anbaus zunimmt, besonders auf den Löß-Standorten und den Standorten der Gruppe D-Nord.

Ergebnisse der Untersuchungen zur CH₄-Ausbeute

Die Kenntnis über die Rohnnährstoffgehalte der Pflanzenarten ist wichtig, um das Biogasbildungspotential abschätzen zu können. Die Aufteilung und die Mengen der Rohnnährstoffe in den untersuchten Fruchtarten über die Anbaujahre 2016 bis 2019 sind im FNR Bericht (FKZ 22019513) nachzulesen. Auf Grund der hohen Faseranteile (Lignin, Zellulose, ...) bei den Sudangrashybriden und Futterhirsen kann man auf eine schlechtere Methanausbeute gegenüber Mais schließen.

Über alle Fruchtarten und Jahre ergab die experimentelle Prüfung der spezifischen Methanausbeute im Hohenheimer Biogasertrags-Tester (HBT) die in Tab. 3 angegebenen Werte.

Der Mais erreicht im Durchschnitt aller Proben eine Methanausbeute von 336 NI/kg oTS. Futterhirse und Sudangrashybride haben eine etwa 10 bis 11 % geringere spezifische Methanausbeute gegenüber Mais. Diese ergibt sich aus den höheren Anteilen schwer abbaubarer Inhaltsstoffe. Da die Körnerhirse

Stärke in den Körnern einlagert, beträgt der Unterschied zum Mais nur 5 %. Die Dualtypen schneiden mit 15 % geringerer Methanausbeute gegenüber Mais am schlechtesten ab, was sich jedoch mit der Inhaltsstoffanalyse nicht begründen lässt. Wie auch die Standardabweichung und die Spannweite der Werte zeigen (Tab. 3), schwanken die Methanausbeuten besonders bei den Dualtypen.

Tab. 3: Im Projektzeitraum gemessene Methanausbeuten von Mais und Sorghum

Fruchtart	n	NI/kg oTS Mittelwert	relativ in %	Stabw	min	max
Mais	93	336	100	21,57	250	367
SGH	79	299	89	18,53	244	334
Futterhirse	89	303	90	26,66	205	337
Körnerhirse	22	320	95	17,91	272	354
Dualtypen	96*	286	85	31,18	140	338

Methanhektarerträge

Die Methanhektarerträge sind im Bericht der FNR (FKZ: 22019513) veröffentlicht.

Die Höhe der Methanhektarerträge wird durch die spezifische Methanausbeute der jeweiligen Fruchtart und den Trockenmasseertrag beeinflusst. Wie oben beschrieben wird die Methanausbeute durch die fruchtartspezifischen Inhaltsstoffe (Rohnährstoffe) der Substrate bestimmt. Weitere Einflüsse wie Jahr, Standort und Erntetermin konnten statistisch nicht belegt werden. Der Ertrag jedoch wird sehr deutlich von der Jahreswitterung und dem Standort beeinflusst.

Ökonomische Bewertung

Mit Blick auf das Betriebsergebnis stellt die Futterhirse die ökonomisch vorzügliche Fruchtart in den Anbauregionen **D-Süd und K** dar. Die Nachteile in der Methanausbeute gegenüber Mais konnten durch die wesentlich höheren Trockenmasseerträge ausgeglichen werden (Tab. 4 und 5).

Tab. 4: Beitrag zum Betriebsergebnis in den Jahren 2016-2019 mit Direktzahlungen (DZ) €/ha

Kultur	D-Süd		RK	D-Nord		Löß	
	Trossin	Marquard	Welzow	Gülzow*	Obershagen	Poppenburg	Straubing
Mais N	165	-	-23	582	541	383	-
Mais S	239	62	-54	538	379	299	14
SGH	202	62	-10	347	171	122	-312
FH	260	174	93	325	160	143	-244

*2017-2019

Auf den **D-Nord und Löß-Standorten** war der Mais hingegen auf Grund seiner Vorzüge in der Methanausbeute bei gleichzeitig hohen Trockenmasseerträgen ökonomisch die bessere Kulturart. Am Standort Poppenburg (Löß) erreichten die Futterhirschen im Mittel der Jahre 2018 und 2019 ein deutlich besseres Ergebnis als der Mais (Tab. 5). Dies beweist durchaus die sinnvolle Ergänzung der Kulturart Sorghum zur Risikominimierung auf allen Standorten.

Tab. 5: Beitrag zum Betriebsergebnis in den Jahren 2018-2019 mit Direktzahlungen €/ha

Kultur	D-Süd		RK	D-Nord		Löß	
	Trossin	Marquard	Welzow	Gülzow	Obershagen	Poppenburg	Straubing
Mais N	-262	-	-406	399	240	183	186
Mais S	-81	-118	-350	416	72	181	214
SGH	-46	-102	-238	317	-118	169	-198
FH	-32	-50	-178	255	-218	246	-145
DH	-98	-189	-299	75	-422	-2	-345

4 Getrennte Nutzung Körner und Restpflanze

Die Sorghumkörner (1. Produkt) können einen ernährungsphysiologischen Beitrag zur Human- und Tierernährung leisten, wenn zusätzlich wirtschaftliche Einnahmen durch Koppelnutzung der Restpflanze (2. Produkt) erzielt werden können. Dieser Verwertungsweg wurde ebenfalls im Projekt geprüft. Die Erträge von Körnern und Restpflanze wurden demzufolge getrennt ermittelt (Tab. 6 und 7).

Methanpotenziale der Restpflanze

Zur Bestimmung von Methanpotenzialen der Restpflanze im Vergleich zur Ganzpflanze wurde Erntegut von 2 Körnerhirschen (GK Emese und Sweet Susana) vom Standort Marquardt aus den Jahren 2016 und 2017 mittels Batch-Test (ATB-Methode) analysiert. In Abb. 4 und 5 sind die Ergebnisse der untersuchten Varianten vergleichend dargestellt.

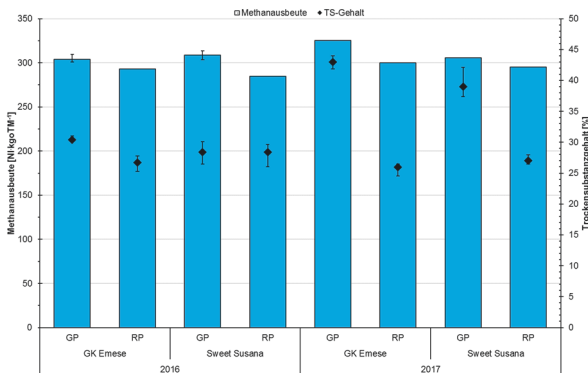


Abb. 4: Methanausbeute sowie TS-Gehalte von Ganz- und Restpflanzen (FM) der Körnerhirschen (BBCH zur Ernte: 71-92) (Quelle: ATB)

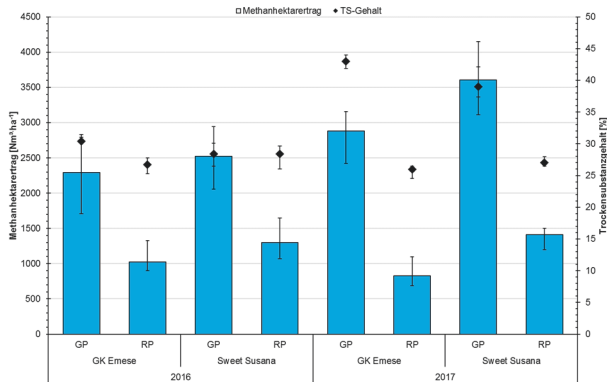


Abb. 5: Methanhektarertrag sowie TS-Gehalte von Ganz- und Restpflanzen (FM) der Körnerhirsen (BBCH zur Ernte: 71-92) (Quelle: ATB)

Die erzielten Methanausbeuten der Restpflanzen (285-300 IN/kg oTM) hatten nur ein leicht geringeres Niveau gegenüber den Ganzpflanzen (304-325 IN/kg oTM).

Dieser qualitätsbedingt unerwartet geringe Unterschied (Abb. 4) weist auf eine gute Vergärbarkeit der Körner-Sorghum-Restpflanze hin.

Die Ganzpflanzen erzielten Methanhektarerträge von ca. 2300-3600 Nm³/ha. Die Restpflanzen lagen mit 800-1400 Nm³/ha (Abb. 5) um bis zu mehr als einem Drittel darunter (2017).

Die Biomasse der Körner-Sorghum-Restpflanze kann auf Grund der guten Vergärbarkeit (Biomethanisierung) als ein potenzielles Biogassubstrat zur Erweiterung des Substratmixes eingeschätzt werden.

Ökonomische Bewertung

Bei der ökonomischen Auswertung wurden zwei verschiedene Varianten der Kornnutzung (Hauptprodukt) in Betracht gezogen. Zum einen der sofortige Verkauf des Korns zur **Futternutzung** (für 16 €/dt) und zum anderen der Verkauf des Korns für die **menschliche Ernährung** (21 €/dt). In beiden Fällen wird die Nutzung der Restpflanze zur Verwertung in der Biogasanlage (Nebenprodukt) unterstellt. Die Restpflanze könnte als strukturreiches Material auch in der Tierfütterung zum Einsatz kommen.

Die Aufteilung der Anbaukosten erfolgte auf das jeweilige Haupt- und Nebenprodukt. Die Gemeinkosten, Flächenkosten und Direktkosten wurden zu 100 % dem Hauptprodukt zugeordnet. Die Arbeitserledigungskosten wurden zum Haupt- bzw. Nebenprodukt anteilig zugeordnet. Eine Beachtung von Minderkosten durch die Gärrestrückführung wurde nur dem Nebenprodukt angerechnet.

Die Ergebnisse zeigten, dass es auch bei weitestgehend ausgereiften Sorghumkörnern möglich ist, eine Restpflanze mit silierfähigen TS-Gehalten zu ernten.

Tab. 6: Erträge, Leistungen, Erzeugungskosten und Ergebnis (mit DZ) von Körnerhirsen (KH) bei Koppelnutzung mit Vermarktung des Korns als Futtermittel (16 €/dt) und für die menschliche Ernährung (21 €/dt) sowie Verwertung der Restpflanze in der Biogasanlage

Nutzung	Erträge (TS)		Leistungen		Erzeugungskosten		Ergebnis
	Korn	Restpflanze	Korn	Restpflanze	Korn	Restpflanze	
	dt/ha	dt/ha	€/ha	€/ha	€/ha	€/ha	€/ha
Trossin (2016-2018)							
Tier	49	48	785	143	1033	146	24
Mensch	49	48	1030	143	1033	146	269
Marquard (2016-2019)							
Tier	48	34	769	121	1009	167	-39
Mensch	48	34	1010	121	1009	167	201

Die Leistungen und die Kosten der Restpflizen sind an manchen Standorten fast gleich und noch nicht überall wirtschaftlich. Ziel ist es deshalb die Effizienz der Restpflizennutzung für ein besseres wirtschaftliches Ergebnis zu erhöhen. Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit ist der Preis der Körner, der am Markt erzielt werden kann. Mit 21 €/dt können gute Ergebnisse bzw. Gewinne von über 200 €/ha auf ertragsschwachen Böden erzielt werden. Auch auf dem D-Nord-Standort Obershagen konnte mit 482 €/ha ein sehr gutes Ergebnis erreicht werden. Auf allen untersuchten 4 Standorten kann sich der Anbau von Körnerhirsen für die menschlichen Ernährung (Verkaufspreis 21 €/ha) lohnen (Tab. 7).

Tab. 7: Erträge, Leistungen, Erzeugungskosten und Ergebnis von Körnerhirsen (KH) bei Koppelnutzung (Mensch, Biogas)

Sorte	Erträge (TS)		Leistungen		Erzeugungskosten		Ergebnis
	Korn	Restpflanze	Korn	Restpflanze	Korn	Restpflanze	
	dt/ha	dt/ha	€/ha	€/ha	€/ha	€/ha	inkl. Gärrest-rückführung (mit DZ)
Trossin (2016-2018) D-Süd							
Susanna	49	48	1030	143	1033	146	269
Marquard (2016-2018) D-Süd							
Emese	48	34	1010	121	1009	167	201
Obershagen (2016-2018) D-Nord							
Susanna	112	85	2353	255	2268	155	482
Straubing (2016-2018) Löß							
Emese	83	93	1751	279	1920	132	272

Autoren des Gesamtberichts (FKZ der FNR: 22019513)

Landwirtschaftskammer Niedersachsen

Meike Backes, Bianca Schlütter, Thekla-Karina Niehoff, Wiebke Müller

Leibniz-Institut für Agrartechnik und Bioökonomie e.V.

Dr. Monika Heiermann, Oliver Zapka, Vincent Plogsties, Susann Neukirch

Forschungsinstitut für Bergbaufolgelandschaften e.V.

Dr. Michael Haubold-Rosar, Dr. Stefan Lukas

Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie

Dr. Kerstin Jäkel, Markus Theiß, Sabine Schmitz, Susann Franke, Stefanie Schütze, Annette Schaerff

Landesforschungsanstalt für Landwirtschaft und Fischerei Mecklenburg-Vorpommern

Dr. Andreas Gurgel, Regina Bock, Ellen Becker

Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe

Dr. Maendy Fritz, Franz Heimler

Kontakt

Dr. Kerstin Jäkel, Referentin Nachwachsende Rohstoffe

Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie

☎ +49 (0)35242.631-7204 | ✉ Kerstin.Jaekel@smul.sachsen.de



Gefördert durch:



Bundesministerium
für Ernährung
und Landwirtschaft

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

FES Field Lab – Ein ortsunabhängiges Speicherkraftwerk im Demonstrationsmaßstab

Aufgrund des vermehrten Ausbaus volatiler Energien rücken Langzeitspeichersysteme und eine effiziente Sektorenkopplung immer weiter in das Interesse der aktuellen Forschung. Eine Speicherung der (Überschuss-)Energie in Form von chemischen Verbindungen stellt aufgrund der hohen Energiedichte ein besonderes Potential dar.

Für die Untersuchung der unterschiedlichen Technologien zur Speicherung von Energie wurde im Kreis Lippe das Feldlabor für fluide Energiespeichertechnologien und Sektorenkopplung (FES Field Lab) entwickelt und aufgebaut. Das FES Field Lab ist ein kompaktes, ortsunabhängiges und autarkes Speicherkraftwerk im Demonstrationsmaßstab. Die Untersuchung unterschiedlichster Speichertechnologien für erneuerbare Energien ist innerhalb dieses Feldlabors möglich. Das Labor beinhaltet neben den bereits breit diskutierten Technologieformen der Wasser-Elektrolyse und katalytischen Methanol-Synthese, Adsorptionstanks und Druckluftspeicher. Neben den verschiedenen umgesetzten Technologieformen ist eine direkte analytische Untersuchung der gewonnenen Produkte möglich.

Die vorliegende Arbeit zeigt erste Modellierungen des FES Field Labs unter besonderer Berücksichtigung der katalytischen Synthese und der Adsorptionstanks.

Innerhalb der Adsorptionstanks kann die Speicherung von Gasen und Gasgemischen in Adsorbentien und die technische Umsetzbarkeit in Gastanks untersucht werden. Für eine Verringerung des Speichervolumens werden Gase in der Regel stark komprimiert und in dickwandigen Druckbehältern gespeichert. Eine effiziente und kostengünstigere Variante ist die Speicherung der Gase in Adsorbentien [1]. Hierbei wird das gleiche Speichervolumen bei niedrigen Drücken erreicht. Die Adsorptionstanks können beispielsweise im Bereich der Mobilität oder Zwischenspeicherung von Gasen eingesetzt werden. Neben den Reingasen können hier Gasgemische (z.B. Methan/ CO_2) gespeichert und direkt genutzt werden. Erste Ergebnisse und Modellierungen des Projektes werden vorgestellt.

Das Reaktorsystem für die katalytische Methanol-Synthese ist für eine Wasserstoffproduktionsrate von 1-3 Nm^3/h ausgelegt worden. Es beinhaltet einen Festbettreaktor mit Messtechnik und eine anschließende analytische Untersuchung der Produkte. Erste Modellierungen zeigen unter anderem die Produktausbeute oder Wärmeverteilung innerhalb des Reaktorsystems im FES Field Lab.

Literatur

- [1] Klepp, G.; Fröhlich, J.; Jaschinski, C. (2020): Adsorbed Renewable Energy Gas Storage, International Renewable Energy Storage (IRES) Conference

Kontakt

*Janina Fröhlich, Wissenschaftliche Mitarbeiterin TH OWL und
Doktorandin Universität Rostock*

Technische Hochschule Ostwestfalen-Lippe | Institut für Energieforschung
Campusallee 12 | 32657 Lemgo

☎ +49 (0)5261.702 5457 | ✉ janina.froehlich@th-owl.de | 🌐 www.ife-owl.de

Einsatz der Carbonisierung bei der Kompostierung und Verwertung von Abfällen aus der Biotonne „Go Green“

Zusammenfassung: Die Menge an getrennt gesammelten biologisch abbaubaren Abfällen ist in Deutschland weiter steigend. Mit der Steigerung der Gesamtmengen an gesammelten Bioabfällen ist jedoch auch der Anteil an Verunreinigungen in den Ausgangsstoffen gestiegen. Insbesondere durch die gravierenden Einschnitte in die Lebenshaltung durch die COVID-19-Veränderungen sind die Verunreinigungen bei den Bioabfällen aus Haushalten deutlich angestiegen. Solche Verunreinigungen sind aber häufig noch im Endprodukt nach der Kompostierung enthalten.

Die Verbesserung bestehender und die Schaffung neuer Kompostmärkte auf der Grundlage der Integration von Recyclingtechnologien wie die Carbonisierung ist von wesentlicher Bedeutung. Damit können wirtschaftliche Vorteile für den Kompostproduzenten und den Landwirt sowie geringere Treibhausgasemissionen erzielt werden. Solche Entwicklungen werden in unserem Projekt GoGreen überprüft.

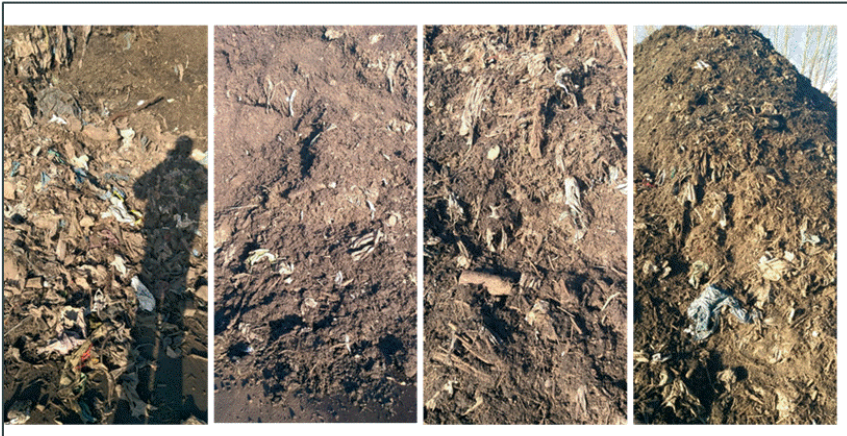
Abstract: The amount of separately collected biodegradable waste is still increasing in Germany. However, with the increase in the total amount of collected bio-waste, the proportion of impurities in the raw materials has also increased. In particular, because of the change in the standard of living caused by the COVID-19, the contamination of organic waste from households has increased significantly. So that more effort is required to separate these impurities. Moreover, such impurities are often still contained in the product after composting. Because of this, improving existing and creating new compost markets based on the integration of recycling technologies such as carbonation is essential. In this way, economic advantages for the compost producer and the farmer as well as lower greenhouse gas emissions can be achieved. Such developments will be investigated in our GoGreen project.

1 Einführung

Die stoffliche und energetische Verwertung von Abfallbiomassen bildet die Grundlage eines modernen nachhaltigen Abfallmanagements und ist für ein regionales nachhaltiges Abfallwirtschaftskonzept von Bedeutung. Dadurch kann ein Zusammenwirken von Kohlenstoff und Nährstoffrecycling, THG bzw. CO₂-Reduktion sowie Energiebereitstellung durch Substitution fossiler Energieträger erreicht werden (Hofmann und Kern, 2011).

Durch Fehlwürfe in der Getrenntsammlung sind hauptsächlich Kontaminationen des Bioabfalls durch Kunststoffe und andere Fremdstoffe wie Glas, Metall verursacht (Hüttner, et al., 2019). Hierzu führt die Sortiereinheit von Bioabfällen, die durch den Anteil den Fremdstoffen ermittelt werden kann, zu hochwertigen Produkten der Bioabfallverwertung (Kehres, 2016).

Die steigenden Qualitätsanforderungen an die Komposte von Biogut zum einen und die zunehmenden Verunreinigungen zum anderen führen bei den Kompostierungsanlagen zu erhöhten Verfahrenskosten bei der Herstellung qualitätsgerechter Komposte. Eine weitere Herausforderung für den wirtschaftlichen Betrieb der Behandlungsanlage ist die anwachsende Menge an im Prozess aussortierten Störstoffen und Siebresten. Diese sind mit ansteigenden Kosten für deren Entsorgung verbunden. Die Qualität des Endproduktes wird aufgrund des häufigen Vorhandenseins von Fremdstoffe, vor allem Mikroplastik, gemindert. Dies kann die Vermarktung gefährden. Ein Beispiel für das Vorhandensein von Fremdstoffen bei der Kompostierung von Bioabfällen ist in der Abb. 1. zu sehen.



*Abb. 1. Beispiele für Anteile an Fremdstoffen bei der Kompostierung von Bioabfällen
(Quelle: Cocorec GmbH)*

Hierzu ist die Entwicklung eines an die gestiegenen Herausforderungen angepassten neuen Verfahrens zur dezentralen Bioabfallbehandlung von Bedeutung.

2 Stand der Technik

Die Eigenschaften der Bio- und Grünabfälle und damit Ressourcenpotenzial sollte bei der Auswahl des passenden Verwertungswegs berücksichtigt werden.

2.1 Vergärungsverfahren zur Herstellung von Biogas aus Bio- und Grüngut

Bei dem Vergärungsverfahren handelt es sich um ein anaerob biologisches Abbauprozess von Biogas. Verschiedene Vergärungsverfahren (Nass- und Trockenverfahren) können eingesetzt werden. Der Unterschied liegt in dem Trockenmassegehalt des dem Reaktor zugeführten Materials sowie den verwendeten Prozessparametern. Ca. 103 Vergärungsanlagen werden derzeit in Deutschland für die Verwertung von Bio- und Grüngut sowie Speiseabfällen betrieben (Hüttner, et al., 2019). Der Vergärung fallen als Endprodukte Biogas, Gärreststoff bzw. Kompost und Flüssigdünger an. Die verwendeten Vergärungsverfahren haben Investitionskosten und großen Flächenbedarf. Außerdem sind große Behandlungsmaßnahmen notwendig. Eine gleichmäßige Durchmischung der Fermenter bei höherer Viskosität oder Feststoffgehalten ist schwierig. Dazu kommt, dass Emissionen beim Befüllen und Entleeren der Fermenter möglich sind. Holz- (d.h. Lignin-) und strohartiges (cellulosereiches) Material sind ungeeignet für diesen Verwertungsweg, da sie durch anaerobe Mikroorganismen kaum abgebaut wird (Banks et al., 2011, Bernstad und la Cour Jansen, 2012). Die Akzeptanz für die Vermarktung von flüssigem Gärrest zur landwirtschaftlichen Verwendung ist dabei schwierig und erfordert je nach Standort intensive Bemühungen (Cuhls und Mähl, 2008).

2.2 Herstellung von Pflanz- und Blumenerden als Mischungen aus Komposten

Bei der Kompostierung handelt es sich um ein aerob biologisches Abbauprozess für organische Abfälle. Als Endprodukt entstehen ein organischer Pflanzennährstoff und ein Humuslieferant. Es gibt etwa 1.000 Kompostierungsanlagen in Deutschland. Eine Hälfte davon behandelt ausschließlich Grünabfälle, die andere Hälfte kompostiert sowohl Bio- als auch Grünabfälle (lang, 2019).

Die Qualität des Endproduktes wird aufgrund des häufigen Vorhandenseins von Fremdstoffen, vor allem Mikroplastik, gemindert. Laut der Bioabfallverordnung §4 Absatz 4 ist der Anteil an Fremdstoffen (Glas, Kunststoff, Metall) mit einem Siebdurchgang von mehr als 2 mm auf 0,5 % bezogen auf die Trockenmasse begrenzt (§ 4 BioAbfV, 2017). Die Effizienz der Bioabfallverwertung sinkt mit steigendem Fremdstoffanteil. Außerdem ist die Entsorgung der separierten Fremdstoffe kostenaufwendig. Zusätzlich wird das Kompostierungsverfahren durch die Häufigkeit der Absiebung mit der zu wählenden Lochgröße der Siebe erschwert. Mit jedem weiteren Siebvorgang werden die im Rottegut enthaltenen Kunststoffbestandteile weiter zerkleinert (insbesondere Folie). Damit wird tendenziell der Kunststoffanteil im Endprodukt tendenziell erhöht.

3 Abgrenzung zum Stand der Technik Das GoGreen-Projekt

Zukunftsorientierte (Abfall)-Wirtschaftskonzepte sollten ökonomische und ökologische Anforderungen miteinander verbinden. Gegenüber dem Stand der Technik zur Kompostierung soll durch das entwickelten Projektansatz GoGreen, Durchführbarkeitsstudie gefördert durch TBI, der zunehmende Aufwand für die Aufbereitung und Siebung der Bioabfälle (bzw. des Rottegutes) auf Grund des gestiegenen Fremdstoffanteils deutlich reduziert werden.

Diese Durchführbarkeitsstudie, die im Rahmen des Internationalen Technologie-netzwerkes CARBOnet¹ entwickelt wurde, soll einen Beitrag zur Lösung der im Stand der Technik hervorgehobenen Problemstellungen liefern. Das Vorhaben hat zum einen das Ziel, für die in der Region favorisierten und bisher nicht ausreichend untersuchten Bioabfälle grundlegende Daten zu erreichbaren Qualitäten ihrer kohlenstoffhaltigen Materialien durch Voruntersuchungen zur Carbonisierung zu gewinnen. Zum anderen sollen mit diesen hergestellten Materialien abgeleitet werden, welche Kohlequalitäten für welche Verwertungswege positive Wirkungen erzielen können.

Um diese Ziele zu erreichen ist eine Entwicklung eines an die gestiegenen Herausforderungen angepassten neuen Verfahrens zur dezentralen Bioabfallbehandlung von Bedeutung. Durch die Integration eines thermochemischen Verfahrens (Pyrolyse oder hydrothermale Carbonisierung) in den Behandlungsprozess soll:

1. der notwendige Behandlungsaufwand (zusätzliche Siebungsschritte) bei mindestens gleichbleibender Kompostqualität verringert,
2. die anfallende Menge an teuer zu entsorgenden Störstoffen aus dem Verfahren deutlich reduziert,
3. mit der hergestellten Kohlstoffhaltige Materiellen ein noch hochwertigeres Produkt erzeugt wird, dass in verschiedenen Bereiche verwendet werden kann.

3.1 Einsatzmöglichkeiten der hergestellten kohlstoffhaltigen Materialien

Die hergestellte Kohle kann je nach Qualität und Zusammensetzung in unterschiedlichsten Anwendungen zum Einsatz kommen. Im Folgenden sind ausgewählte mögliche Anwendungsbereiche aufgeführt.

Wenn die hergestellten kohlenstoffhaltigen Materialien als Co-Substrat bei der Kompostierung von Grünguteingebracht verwendet werden, bringt sie mehr

¹ Internationales Netzwerk CARBOnet mit Vietnam-Technologienetzwerk zur ökonomischen und ökologischen Verwertung von Biomasse und weiteren alternativen Reststoffen durch Carbonisierung gefördert durch Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie im Rahmen des Förderprogrammes „Zentrale Innovationsprogramm Mittelstand“ <http://carbonet.ibz-hl.de/>

Vorteile. Dort beschleunigt es den Kompostierungsprozess und kann sogar die Stickstoff- und Kohlenstoffverluste reduzieren. Neben der Herstellung einer anwenderfreundlichen Kompost-Kohle-Mischung soll die Kohlezugabe von ca. 10% auch zu einer messbaren Reduzierung der Kohlenstoff- und Stickstoffverluste während des Kompostierungsprozesses führen (Meyer-Kohlstock, 2015). Das resultierende Produkt, der reich an Kohlenstoff, Nährstoffen und Mikroorganismen ist, kann einen hohen agronomischen Wert haben. Dieses neue Produkt könnte leicht in bestehende Kompostmärkte integriert werden, da die Anwendungstechnik gleichbleiben könnte.

Diese kohlenstoffhaltigen Materialien können auch im Biogasprozess mit integriert werden. Zur Kombination solcher Materialien im Biogasprozess gibt es unterschiedliche Untersuchungen (Carbonisierung von Gärresten, Einsatz von Biokohlen im Biogasprozess (Rödger et al., 2013)). Die Untersuchungen zeigen, dass der Einsatz von kohlenstoffhaltigen Materialien die Effizienz des Biogasprozesses u.a. durch die Unterbindung der Ammoniak-Hemmung bei der Verwertung stickstoffreicher Substrate verbessern kann.

4 Methodik

4.1 Beschreibung der zu entwickelnden innovativen Produktes/Verfahrens

Im Rahmen der Durchführbarkeitsstudie sollen anhand einer typischen dezentralen Bioabfallbehandlungsanlage (Behandlungskapazität ca. 10.000 t/a) die für die angestrebte Verfahrens- und Technologieentwicklung notwendigen Rahmenbedingungen erfasst und anhand erster labortechnischer Untersuchungen die Entwicklungsbedarfe abgeleitet werden.

Die folgende Abbildung zeigt die üblichen Stoffströme für eine betriebene Behandlungsanlage.



Abb. 2: Übliche Stoffströme einer betriebenen Behandlungsanlage

Im Rahmen des Projektes soll durch die Integration eines thermochemischen Prozesses das Verfahren zur Behandlung der Bioabfälle optimiert werden (Abb. 3). Dabei kann die im wässrigen Medium erfolgende hydrothermale Carbonisierung (HTC) als auch die trockene Pyrolyse zur Carbonisierung von Biomasse benutzt

werden. Bei der Hydrothermalen Carbonisierung findet die Umsetzung in flüssigem Wasser in geschlossenen Gefäßen statt. Bei Reaktionstemperaturen von 180 bis 250 °C entwickeln sich dem jeweiligen Dampfdruck entsprechende hohe Drücke. Nach längeren Verweilzeiten von mehreren Stunden entstehen im flüssigen Reaktionsgemisch fein verteilte Kohlepartikel, welche abgefiltert und getrocknet werden müssen (Ibrahim, 2014; Ibrahim 2019)

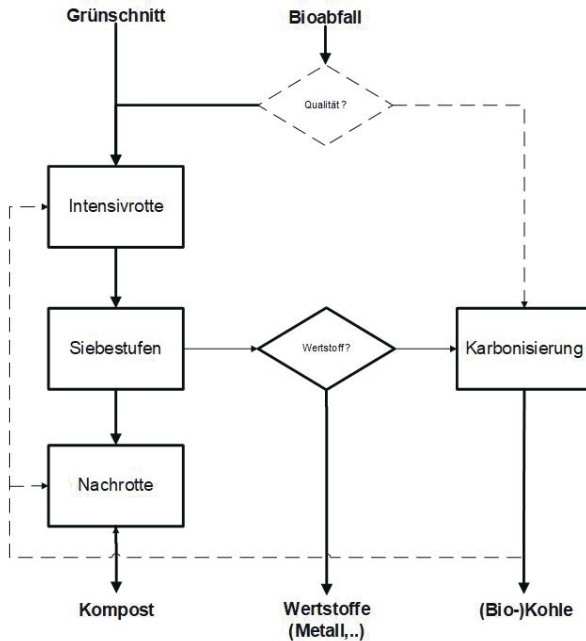


Abb. 3: Angestrebte Einordnung der Carbonisierungstechnologie in das Behandlungsverfahren (vereinfachtes Schema)

Die Pyrolyse erfolgt über einen breiten Temperaturbereich von 200 bis über 800 °C. Die meist trockene Biomasse wird für einen Zeitraum von mindestens eine Stunde in einer inerten Atmosphäre behandelt, wobei flüchtige Bestandteile entfernt werden, was zu einem festen Kohlenstoffprodukt führt. Die Nieder-temperaturvariante der Pyrolyse von 200 bis 300 °C sog. Torrefizierung kann als Verfahren zur Konfektionierung von Biomassebrennstoffen, insbesondere zur Erhöhung des Heizwertes und zur Optimierung einiger physikalischer Parameter (Mahlbarkeit, Hydrophobie) verwendet werden (Ibrahim, 2014; Ibrahim 2019).

Die Wahl geeigneter Konversionstechnologien hängt vom betrachteten Ausgangsmaterialien ab. Tendenziell sind feuchte Bioabfälle besonders für die HTC-Prozesse geeignet, da sie hier nicht erst aufwendig getrocknet werden müssen. Getrocknete Bioabfälle oder getrennte Fremdstoffverunreinigung (Kunststoff, Papier, Karton, holzige Bestandteile) mit einem geringen Wassergehalt sind eher für die trockene Pyrolyse geeignet.

Im Rahmen des neuen Behandlungskonzeptes sollen die Störstoffe und Siebreste (bis auf aussortierbare Wertstoffe wie z.B. Metalle) karbonisiert werden. Damit werden die teuer zu entsorgenden Reststoffe deutlich reduziert. Stattdessen wird mit der Carbonisierungstechnologie eine Kohle hergestellt, die je nach Qualität das Potential hat in unterschiedlichen Verwertungswegen mit höherer Wertschöpfung vermarktet werden zu können.

4.2 Mengenkontrolle nach jeder Aufbereitungs-/ Behandlungsstufe

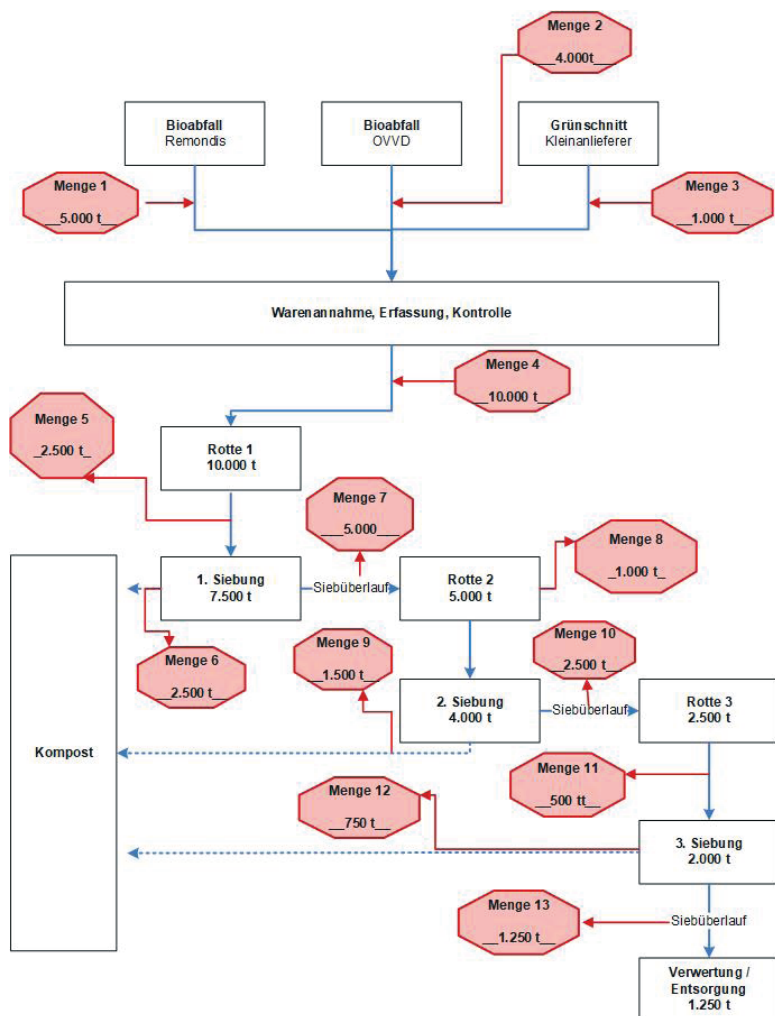


Abb. 4: Mengendiagramm Bioabfall- Mengenerfassung-Cocorec GmbH

Aus den angenommenen und in der Kompostierungsanlage behandelten Stoffen (Bioabfall, Grünschnitt u.a.) werden Komposte hergestellt (Abb. 4) und vermarktet.

Bei der abschließenden Konfektionierung der Endprodukte mit dem Siebüberlauf kann ein Teil der in Bioabfällen enthaltenen Fremdstoffe abgeschieden werden. Die anfallenden Siebreste und Störstoff müssen in der Regel entsorgt werden. Für die Siebreste und Störstoffe fallen Entsorgungskosten von 115,- bis 150,- €/t an.

4.3 Labortechnische Untersuchungen zur Carbonisierung von Bioabfälle

Als erster Schritt wurden Vorversuche mit der Nutzung von frischen Speiseresten (Spr.) als Ausgangsmaterialien für die Herstellung von kohlenstoffhaltige Materialien mittels der Technik hydrothermale Carbonisierung und Pyrolyse.

Hydrothermale Carbonisierung (HTC)

Die Reaktionstemperatur 180, 200 und 220 °C unter einer Reaktionszeit von 5 h wurden für die durchgeführten Untersuchungen (Spr180, Spr200 und Spr220) verwendet. Generell führte die Erhöhung der Reaktionstemperatur zur Abnahme der Kohleausbeute, wobei die Kohleausbeute auf die Trockenmasse der Ausgangssubstrate bezogen wurde, sowie zur Reduzierung des Feuchtegehalts und zur Zunahme des Kohlenstoffgehaltes und der Zerbrechlichkeit. Die Kohleausbeute steigt bei der Erhöhung des Ausgangstrockensubstanzgehaltes und sank bei Erhöhung der Reaktionszeit. Hierzu ist wichtig zu erwähnen, dass die Reaktionstemperatur die wichtigste Rolle bei der Carbonisierung von Speisereste gespielt hat (Abb. 5).

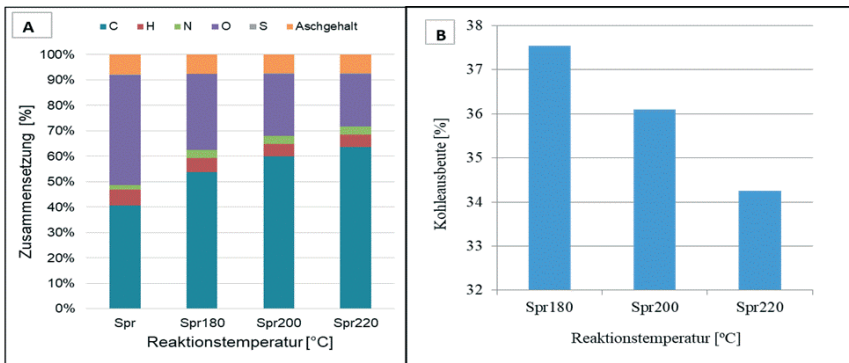


Abb. 5: Der Einfluss der Reaktionstemperatur auf die Elementarzusammensetzung (A) und die Ausbeute (B) der HTC-Kohle

Verschiedene Analysen wurden für das Prozesswasser durchgeführt, die zur Bewertung der Qualität und der Verwertungs- bzw. Entsorgungsmöglichkeiten

ausschlaggebend waren. Dabei wurde deutlich, dass die Abwasserqualität die Grenzwerte deutlich übersteigt. Möglichkeiten zur weiteren Behandlung stellen die Rückführung des Prozesswassers in den HTC-Prozess bzw. in den Biogasprozess dar. Dazu wurden weitere HTC-Versuche durchgeführt, bei denen der Ausgangs-TS mit Prozesswasser eingestellt wurde.

Die Rückführung von Prozesswasser hatte einen Einfluss auf die Kohleausbeute. Es gab eine Erhöhung in der Kohleausbeute von zirka 9% bei der Wiederverwendung des Prozesswassers in HTC-Versuche. Auf der anderen Seite gab es keine signifikante Veränderung in der elementaren Zusammensetzung der Hergestellten HTC-Kohlen.

Pyrolyse/Torrefizierung

Die Durchführung der Untersuchungen zur Torrefizierung erfolgte mit Hilfe eines vertikalen 1-Zonen Rohrofens mit hoher Temperaturkonstanz. Getrockneten Speisereste (Spt) mit einem TS-Gehalt von 97 % wurden als Ausgangsmaterial benutzt. Die Reaktionszeiten waren 15 und 75 Minuten; die Reaktionstemperaturen waren 200 und 300 °C (Spt200 und Spt300). Die Erhöhung der Reaktionstemperatur führte zu einer Abnahme der Kohleausbeute. Eine Erhöhung der Reaktionszeit führe ebenfalls zur Reduzierung der Kohleausbeute. Für die hergestellten kohlenstoffhaltigen Materialien aus den Torrefizierung wurde ebenfalls eine Elementaranalyse durchgeführt (Abb. 6).

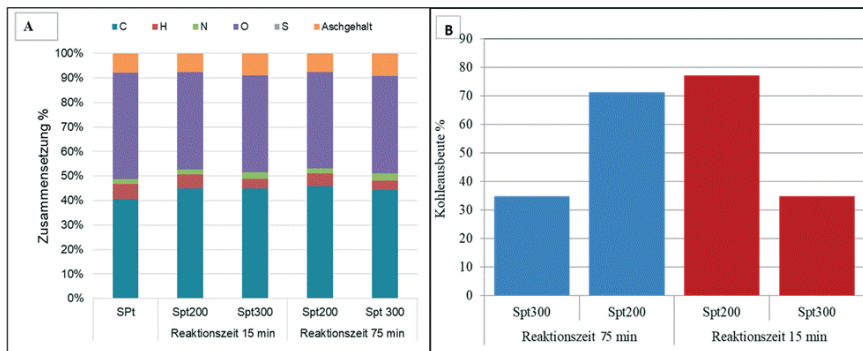


Abb. 6: Der Einfluss der Reaktionstemperatur auf die Elementarzusammensetzung (A) und die Ausbeute (B) der Pyrolyse-Kohle

Die Veränderung der Elementarzusammensetzung war bei Erhöhung der Reaktionstemperatur nicht signifikant. Was bedeutet, dass eine Reaktionstemperatur von 200 °C ausreichend sein kann.

4.4 Nächste Schritte

- Labortechnische Untersuchungen zu Carbonisierung von Mischabfälle (Menge 4 in der Abb. 4) sowie für die Siebüberläufe nach der zweiten und dritten Siebung (Menge 10 und 13 in der Abb. 4).
- Verwertung der kohlenstoffhaltigen Materialien unter Berücksichtigung der erreichbaren Kohlequalitäten und vorhandener rechtl. Rahmenbedingungen
- Konzeptentwurf für die technologische Umsetzung unter Berücksichtigung der Auswahl der geeigneten Carbonisierungstechnologie

Literatur/Quellen

- Banks C.J., Chesshire M., Heaven S., Arnold R. (2011): Anaerobic digestion of source-segregated domestic food waste: Performance assessment by mass and energy balance. *Bioresource Technology* 102, 612-620.
- Bernstad A., la Cour Jansen J. (2012): Separate collection of household food waste for anaerobic degradation- Comparison of different techniques from a systems perspective. *Waste Management* 32, 806-815.
- Cuhls, C. u. B. Mähl (2008): Methan-, Ammoniak- und Lachgasemissionen aus der Kompostierung und Vergärung – Technische Maßnahmen zur Emissionsminderung. In: WIEMER, K. u. M. KERN (Hrsg.): Bio- und Sekundärrohstoffverwertung III, S. 471-489.
- Hofmann, H., Kern, M. (2011): Weiterentwicklung der stofflichen und energetischen Verwertung von Biomasse beim Zweckverband regionale Abfallwirtschaft. Bericht. Abfall, Umwelt und Energie GmbH.
- Hüttner, A., Richter, F., Kern, M., Raussen, T., Turk, T., Koj, U. (2019): Leitfaden zur hochwertigen Behandlung und Verwertung von Bio- und Grüngut im Freistaat Thüringen- Materialband. Witzenhausen-Institut für Abfall, Umwelt und Energie GmbH.
- Ibrahim, B. (2014): Behandlung von hydrothermal karbonisierten Biomassen für die Ammoniakabtrennung: Der hydrothermale Karbonisierungsprozess (HTC). Doktorand_innen-Jahrbuch 2014 der Rosa-Luxemburg-Stiftung. VSA: Verlag 2014 Hamburg. ISBN 978-3-89965-628-2, S.165-174.
- Ibrahim, B. (2019) ; Investigation of the applicability of wetland biomass for producing hydrochar by hydrothermal carbonization and its effectiveness for the adsorption of ammonia. Dissertation. Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät. Universität Rostock.
- Kehres, B. (2016): Sortenreinheit von Bioabfällen gewährleisten, Bundesgütegemeinschaft Kompost e.V., Positionspapier.
- Lang S. M. (2019): Fremdstoffe und Mikroplastik in Komposten. Hochschule Rhein-Main – University of Applied Sciences – Wiesbaden Rüsselsheim
- Meyer-Kohlstock, D., Schmitz, T., Kraft, E. (2015): Organic Waste for Compost and Biochar in the EU: Mobilizing the Potential Resources 4: 457-475.
- Rödger, J.-M. et al. (2013): Steigerung des Biogasertrages durch Zugabe von Pflanzkohle, Müll und Abfall 9/2013

§ 4 - BioAbfV/ Bioabfallverordnung (2017): § 4 Anforderungen hinsichtlich der Schadstoffe und weiterer Parameter. Available: <https://www.buzer.de/gesetz/3518/a49836.htm> [Zugriff am 20.04.2021].

Kontakt

Dr.-Ing. Basel Ibrahim. Wissenschaftler Mitarbeiter – Projektleiter CARBOnet Mark Orth

Innovations- und Bildungszentrum Hohen Luckow

Bützower Str. 1a, 18239 Hohen Luckow

☎ +49(0)382 9574114 | ✉ bassel.ibrahim@ibz-hl.de

🌐 www.ibz-hl.de/seiten/eu.htm

Detlef Gutjahr, Ulrich Zinser

Cocorec GmbH

Dr. Sebastian Wohlrab

Leibniz-Institut für Katalyse e.V.

ZUSÄTZLICHE BEITRÄGE

Entwicklung eines neuartigen biochemischen Verfahrens zur Schwefel-Separation aus Gasen

Zusammenfassung: An der Hochschule Nordhausen wird in einem vom Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) gefördertes Forschungsvorhaben ein innovatives Verfahren zur redundanten Entschwefelung in Biogas entwickelt. Dabei finden Schwefelbakterien ihre Anwendung, welche bislang in Biogasanlagen noch nicht eingesetzt wurden.

Der bei der Vergärung von organischen Stoffen in Biogasanlagen entstehende Schwefelwasserstoff führt zur Motorölversäuerung im Blockheizkraftwerk und bewirkt Korrosion bei allen kontaktierten Anlagenbestandteilen. Im Sinne der Reduzierung von kostenintensiven Wartungs- und Ölwechselintervallen muss Schwefelwasserstoff somit weitestgehend aus dem Biogas entfernt werden. Ziel des Verbundvorhabens ist es somit, der Branche langfristig eine effiziente Entschwefelungstechnologie zur Verfügung zu stellen, die eine lange Nutzungsdauer der systemintegrierten Geräte gewährleistet und hohe laufende Kosten für Wartung und Reparatur minimiert. Der Schwerpunkt der Arbeit liegt in der Kultivierung und Leistungsprüfung der eingesetzten fadenförmigen Schwefelbakterien *Beggiatoa alba* und *Thiothrix nivea* in einer gemeinsam mit dem Verbundpartner UGN-Umwelttechnik GmbH entwickelten fermenterexternen Entschwefelungseinheit. Um die Lebens- und Leistungsfähigkeit der Sulfurikanten unter Realbedingungen bewerten zu können, werden an der Hochschule Nordhausen molekularbiologische Methoden, wie PCR und qPCR, durchgeführt. Darüber hinaus erfolgen beim Verbundpartner Biotechnologie Nordhausen GmbH (BTN) Versuche zur Dauerkultivierung der Sulfurikanten im Bioreaktor, um für einen späteren Praxiseinsatz dem Markt ausreichend Bakterienmasse zur Verfügung stellen zu können. Zum Projektende soll das Upscaling von der Labor- zur Pilotanlage nach den erhaltenen Erkenntnissen und Erfahrungen planerisch, auf Grundlage der Daten einer realistischen landwirtschaftlichen Biogasanlage, durchgeführt werden. Im nächsten Schritt ist die bauliche Umsetzung der Pilotanlage und die Anbindung an eine landwirtschaftliche Biogasanlage geplant.

Abstract: In the University of Applied Sciences Nordhausen an innovative biochemical process is developed for redundant desulphurization in biogas. The project started in 10/2019 and is founded by the Federal Ministry of Food, Agriculture and Consumer Protection (BMELV) on the Agency for Renewable Resources (FNR).

The production of hydrogen sulfide during the fermentation of organic substances in biogas plants causes corrosion in all plant components, which are in contact with biogas. Therefore, hydrogen sulfide has to be removed from the gas. The aim of the project is to provide the industry with an efficient desulphurization technology in the long term that guarantees a long service life for the system-integrated devices and minimizes high running costs through maintenance and repairs. The focus of the work

*is the cultivation of sulfur bacteria *Beggiatoa alba* and *Thiothrix nivea* in order to be able to use large quantities of microorganisms in the desulfurization process. These integrated desulphurization unit is developed by the Gera Company Umwelttechnik GmbH (UGN). Molecular biological methods, such as PCR and qPCR, are applied at the University of Applied Sciences Nordhausen to evaluate the activity and productivity of the sulfur bacteria under real condition.*

In addition, the sulfur bacteria will be permanently cultivated in a bioreactor by the project partner Biotechnologie Nordhausen GmbH (BTN) in order to be able to provide the market with sufficient bacterial mass for later practical use. At the end of the project, the upscaling from the laboratory to the pilot plant, according to the knowledge and experience obtained, is planned to be carried out, based on the data of a realistic agricultural biogas plant.

1 Forschungsvorhaben und Zielstellung

Für die Verwertung des Biogases erweist sich der im Gas enthaltene Schwefelwasserstoff als problematisch. Je nach verwendetem Substrat liegen im Rohgas unterschiedlich hohe Schwefelwasserstoffgehalte vor. Typische Konzentrationen bei der Vergärung von Gülle, nachwachsenden Rohstoffen, Bioabfällen und Speiseresten liegen im Bereich zwischen 300 und 5.000 ppm. Bei der Vergärung von Substraten mit einem hohen Proteingehalt, wie z.B. Schlachthausabfälle, können Konzentrationen von bis zu 15.000 ppm auftreten. Schwefelwasserstoff bildet zusammen mit Wasserdampf eine saure Lösung, die sich auf die dem Fermenter nachgeschalteten, kontaktierten Komponenten stark korrosiv auswirkt. Für Blockheizkraftwerke bedeutet dies vor allem die Versäuerung des Motoröls. Die Laufzeit der Jahresbetriebsstunden der Blockheizkraftwerke wird letztlich durch die Häufigkeit der Ölwechsel determiniert. Für eine möglichst lange Nutzungsdauer der Motoren und einen ressourcenschonenden Ölverbrauch muss daher der Schwefelwasserstoffgehalt im Biogas dauerhaft niedrig gehalten werden.

Gesamtziel des Verbundvorhabens ist es, ein innovatives Verfahren zur optimierten und redundanten Abtrennung von Schwefelwasserstoff zu entwickeln.

Hierzu wurde des bestehenden BEKOM-H-Verfahren des Projektpartners UGN-Umwelttechnik GmbH auf die speziellen Bedingungen der Schwefelbakterien *Beggiatoa alba* und *Thiothrix nivea* angepasst und zu BEKOM-H-Bio-Power weiterentwickelt. Daraus ergibt sich ein vollständig externes Biogasentschwefelungsverfahren, das einerseits dem Muster der heutigen konventionellen internen Entschwefelung und deren Vorteilen entspricht, sowie andererseits die Nachteile der internen Entschwefelung (u.a. biogene Korrosion und Hemmung der Methanbildung durch Lufteintrag) aufhebt.

Durch die Verfahrensentwicklung soll eine nachhaltige, hochwertige und von Schwefelwasserstofffrachtschwankungen unabhängige stabile Biogasent-

schwefelung gesichert und somit ein deutlicher Beitrag zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit von Biogasanlagen geleistet werden.

2 Entwicklung der BEKOM-H-Bio-Power Entschwefelungsanlage

Für die Durchführung der Untersuchungen wurde die BEKOM-H-Bio-Power-Entschwefelungsanlage des Projektpartners UGN-Umwelttechnik GmbH, wie in Abb. 1 dargestellt, als Laboranlage aufgebaut und an die Forschungsbiogasanlage der Hochschule Nordhausen angeschlossen.

Das bisherige BEKOM-H-Verfahren des Verbundpartners UGN, mit den kreislauffähigen eisendotierten BioPellets auf Biotreberbasis, diente als Verfahrensgrundlage. Es besteht aus einem mit den BioPellets befüllten Behälter, der von dem zu reinigenden feuchten und warmen Biogas durchströmt wird. Die Gasentschwefelung innerhalb des Behälters erfolgt über chemische Sorptionsprozesse am Filtermaterial. Parallel wird die chemische Entschwefelung biologisch durch die sich mit der Zeit ansiedelnden natürlich vorkommenden Schwefelbakterien unterstützt. Die Hauptentschwefelungsleistung erfolgt hier jedoch chemisch.

Bei dem erweiterten BEKOM-H-Bio-Power-Verfahren handelt es sich um ein biologisch-biochemisches Entschwefelungsverfahren für Biogas, basierend auf der UGN®-Hybridfiltertechnologie. Das Biogas kann über drei mögliche Gaslinien entschwefelt werden. Die Reaktorsäulen werden vom Gas von unten nach oben durchströmt.

In der Entschwefelungsanlage wird durch den Rohgas-Eingang zunächst das Biogas über eine submerse biologische Entschwefelungsstufe geführt. Hierbei erfolgt die biologische Entschwefelungsleistung durch den Einsatz der fadenförmigen Schwefelbakterien *Beggiatoa alba* und/oder *Thiothrix nivea*. Anschließend strömt das Gas über eine autochthone und eine chemische Entschwefelungsstufe zum Reingas-Ausgang. Die autochthone Stufe ist eine weitere biologische Reinigungsstufe, in der die in gasanlagen natürlich vorkommenden Schwefelbakterien angesiedelt werden.

Durch die zwei zusätzlichen Entschwefelungsmodule des BEKOM-H-Bio-Power-Verfahrens erfolgt die Hauptentschwefelungsleistung des Biogases nicht mehr chemisch, sondern vorrangig biologisch mit nachgeschalteter chemischer Eisensorption als Sicherheits- und Frachtschwankungsfilter.

Das Zusammenspiel der einzelnen Stufen erfolgt durch die Volumenstromregelung. Mittels dieser Regulierung sollen im Vorhaben die idealen Bedingungen für die Entschwefelungsleistung jeder einzelnen Stufe gefunden und eingestellt werden.

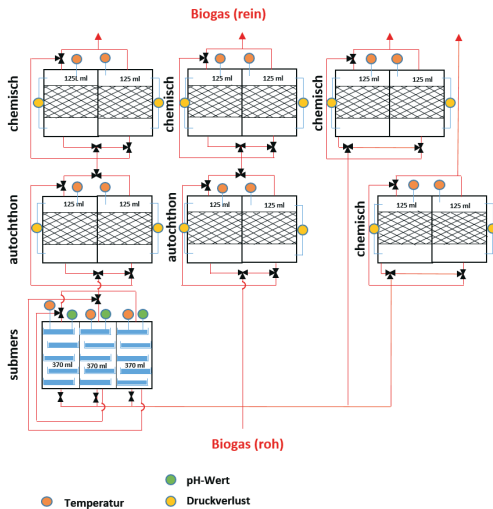


Abb. 1: BEKOM-H-Bio-Power-Laboranlage;

links: Schematische Darstellung der Verschaltung der einzelnen Module im BEKOM-H-Bio-Power;
rechts: aktueller Stand der installierten BEKOM-H-Bio-Power Anlage

3 Entwicklung eines Verfahrens zur effektiven Anzucht und Evaluierung von Schwefelbakterien für die submerse Entschwefelung

Innerhalb eines an der Hochschule Nordhausen durchgeführten Vorgängerprojektes (gefördert über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., FNR 22028612) erwiesen sich die Bakterienstämme *Beggiatoa alba* und *Thiothrix nivea* als potente Schwefelwasserstoffoxidanten für Biogas. In ersten Untersuchungen im Biogasstrom konnte eine Entschwefelungsleistung von bis zu 100 % festgestellt werden.

Die oben genannten Sulfurikanten sind mixotrophe Bakterien, die Schwefelwasserstoffe und andere reduzierte Schwefelverbindungen, wie Thiosulfat, zu elementarem Schwefel oder Sulfat oxidieren, welcher als Schwefelkörnchen in ihren Zellen eingelagert wird. Somit wird der Schwefelwasserstoff aus dem Rohgas reduziert. Die Untersuchungen im vorangegangenen Vorhaben zeigten, dass sowohl *Beggiatoa alba* als auch *Thiothrix nivea* ohne Aufwuchsträger wachsen und im Gasstrom einer Biogasanlage immobilisiert werden können. (vgl. Abb. 2)

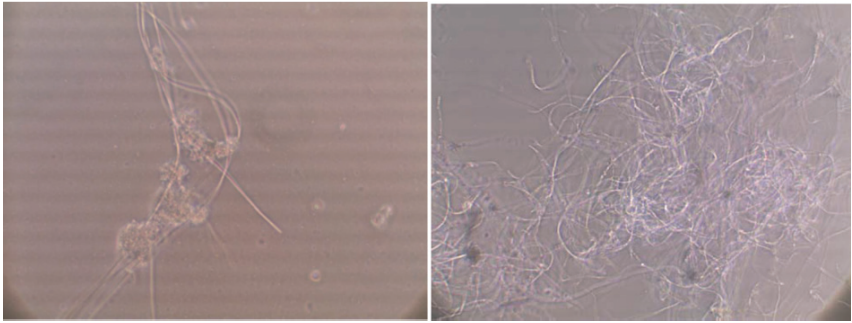


Abb. 2: Lichtmikroskopische Aufnahme der Bakteriensuspensionen bei einer 400-fachen Vergrößerung; links: *Beggiatoa alba* im Kulturkolben; rechts: *Thiothrix nivea*, Trägerschale nach 30 Tagen Aufenthalt im externen Gasraum der Versuchsbiogasanlage

Im BEKOM-H-Bio-Power-Verfahren werden die Sulfurikanten *Thiothrix nivea* und *Beggiatoa alba* in einem flüssigem Nährmedium etagenförmig auf jeweils fünf Trägerelementen je Säule immobilisiert (vgl. Abb. 1, submerse Stufe). Die Trägerelemente werden vom zu entschwefelndem Gas überströmt und so die Bakterien mit Schwefelwasserstoff versorgt.

Bis zum Abschluss der Entwicklung der BEKOM-H-Bio-Power-Laboranlage wurden *Beggiatoa alba* und *Thiothrix nivea* unter idealen Bedingungen in Nährlösungen ohne Biogasstrom gezüchtet. Aktuell erfolgt die Testphase der Laboranlage mit den Sulfurikanten im Gasstrom der 1-m³-Forschungsbiogasanlage. In den nächsten Monaten wird die Entschwefelungsleistung und Wachstumsstabilität der Sulfurikanten überwacht und weitere Optimierungen des Gesamtsystems vorgenommen. Mittels molekularbiologischer Methodik (PCR, qPCR) wird die Mikroorganismenpopulation qualitativ und quantitativ überprüft. Weiterhin erfolgt eine lichtmikroskopische Betrachtung und eine analytische Untersuchung der bakteriellen Nährstoffversorgung. Dies ist erforderlich, da aktuell keine Erfahrungen im Bereich der Langzeitstabilität von *Beggiatoa alba* und *Thiothrix nivea* in Gemeinschaft mit autochthonen Schwefelbakterien vorliegen. Vorangegangene Untersuchungen zeigen, dass eine Gemeinschaft möglich ist, jedoch ist offen, inwieweit langfristig *Beggiatoa* und/oder *Thiothrix* von autochthonen Schwefelbakterien verdrängt werden.

4 Dauerkultivierung der Schwefelbakterien und Upscaling der Entschwefelungsanlage

Weiterhin im Projekt integriert, ist die Entwicklung eines Verfahrens zur großvolumigen Kultivierung und damit die permanente Verfügbarkeit der Kulturen *Beggiatoa alba* und *Thiothrix nivea* in größeren Mengen für einen späteren Praxis-einsatz. Die Kultivierung im technischen Maßstab zum Einsatz großer Mengen in der submersen Stufe wird in Bioreaktoren der BTN ausgeführt. Hierbei

muss kontinuierlich Nährlösung zugeführt und Bakterienmasse ausgeschleust werden. Die Untersuchungen betreffen vorrangig die zeitliche Einstellung der Zufuhr von Nährstoffen, um außergewöhnlich hohe Bakteriendichten zu erhalten. Dabei gilt es, die Aufmerksamkeit besonders auf die Bedingungen, wie Luft- und Nährstoffverteilung zu legen. Die stetige Verfügbarkeit großer Mengen an den genannten Kulturen ist essenziell für eine spätere Vermarktung sowohl des BEKOM-H-Bio-Power-Moduls als auch der Bakterienmasse.

Kontakt

M.Sc., Dipl.-Ing (FH) Marén Podewski

Hochschule Nordhausen, FB Ingenieurwissenschaften

☎ 03631.420-744 | ✉ maren.podewski@hs-nordhausen.de

🌐 www.hs-nordhausen.de

Anaerobe Behandlung von Prozesswasser aus der HTC von Reisstroh zur Methanproduktion und zum Abbau von Phenolen, Furfural und 5-HMF

Zusammenfassung: Die anaerobe Behandlung von Prozesswasser aus der HTC von Suspensionen von vietnamesischem Reisstroh in entionisiertem Wasser wurde in Batchversuchen bei 39 °C untersucht. Die maximale Gas- und Methanausbeute der untersuchten Prozesswasser nahm mit zunehmender Härte des HTC-Prozesses ab und war 290 ± 24 , 233 ± 1 und 184 ± 6 ml Gas/g CSB mit 181 ± 17 , 144 ± 4 und 113 ± 4 ml CH_4 /g CSB nach 21, 26 und 25 Tagen Inkubieren. Der Zusatz von 15 mg/l Phosphor hatte keinen Einfluss auf die Gasausbeute, aber konnte bei einem der Prozesswasser die Methanausbeute um 13 % steigern. Wegen der geringen CSB-konzentration im Prozesswasser war die Methanausbeute per m^3 Prozesswasser nur 2,8, 3,1 und 2,4 m^3/m^3 , und kann nur einen bescheidenen Beitrag zum Energiebedarf des HTC-prozesses leisten. Die Methanausbeute kann möglicherweise durch Zusatz von Nährstoffen erhöht werden, oder durch die Wahl eines anderen Inokulums. Die Prozesswasser enthielten 88,6, 89,7 und 194,1 mg/l Phenolverbindungen und eines der Prozesswasser enthielt zusätzlich 102 mg/l Furfural und 100 mg/l 5-HMF. Im Vergärungsprozess wurden Furfural und 5-HMF bis unter die Detektionsgrenzen von 10,5 und 11,0 mg/l, Guaiacol, Syringol und Vanillin bis unter die Detektionsgrenzen von zwischen 1-3,5 mg/l und Phenol zu bis zu 88 % abgebaut. Die anaerobe Behandlung konnte somit einen wesentlichen Beitrag zur Entgiftung der Prozesswasser leisten.

Abstract: Anaerobic treatment of process water from HTC of Vietnamese rice straw suspensions in deionised water was studied in batch experiments at 39 °C. The maximum gas and methane yields of the studied process waters decreased with increasing hardness of the HTC process and were 290 ± 24 , 233 ± 1 and 184 ± 6 ml gas/g COD with 181 ± 17 , 144 ± 4 and 113 ± 4 ml CH_4 /g COD after 21, 26 and 25 days of incubation, respectively. The addition of 15 mg/l phosphorus had no influence on the gas yield, but could increase the methane yield by 13% for one of the process waters. Because the COD concentration in the process waters was low, the methane yield per m^3 of process water was only 2.8, 3.1 and 2.4 m^3/m^3 . Thus, it can only make a modest contribution to the energy demand of the HTC process. The methane yield may be increased by adding nutrients, or by choosing a different inoculum. The process waters contained 88.6, 89.7 and 194.1 mg/l phenolic compounds, and one of the process waters contained 102 mg/l furfural and 100 mg/l 5-HMF as well. The fermentation process degraded furfural and 5-HMF to below the detection limits of 10.5 and 11.0 mg/l, and guaiacol, syringol and vanillin to below the detection limits of between 1-3.5 mg/l and phenol to up to 88%. The anaerobic treatment was thus able to make a significant contribution to the detoxification of the process water.

1 Einleitung

Seit ihrer Wiederentdeckung in den 1970er Jahren wird die Hydrothermale Carbonisierung nach Bergius (1913) eingehend als vielversprechende Methode zur Behandlung von organischen Reststoffen untersucht. Mit ihr kann man durch Einsatz von Energie in wenigen Stunden oder Tagen eine ähnliche Verkohlung von Biomasse durchführen, wie sie in der Natur im Laufe von mehreren Millionen Jahren geschieht. Die produzierte Hydrokohle kann als Brennstoff mit dem Energiegehalt von Braunkohle genutzt werden und gilt als vielversprechendes Rohmaterial für Adsorptionsmittel, Material für Kohlenstoffelektroden oder auch Bodenverbesserer (Libra, 2011, Zhang, 2019). Besonders interessant, um der Erderwärmung entgegenzuwirken, ist die Anwendung von Hydrokohle zur Produktion von Bodenverbesserern, was das übergeordnete Ziel unseres Projektes ist. Man erhofft sich dadurch, Kohlenstoff dauerhaft im Boden zu lagern und gleichzeitig die Aufnahme von Kohlendioxid aus der Atmosphäre durch vermehrtes Pflanzenwachstum zu steigern. Weil die HTC in Wasser durchgeführt wird, eignet sie sich besonders, um nasse Substrate, ohne großen Energieaufwand zur Trocknung, in Kohle zu überführen. Dies kann auch für vietnamesisches Reisstroh interessant sein, weil zwei der drei Reisernten im südlichen Vietnam in die Regenzeit fallen, und das Reisstroh dann oft bis zu 30 % Feuchtigkeit enthält. Trotz intensiver Forschung befindet sich die HTC weiterhin im Forschungs- und Pilotstadium. Ein wesentlicher Grund dafür ist, dass man noch keine technisch und ökonomisch zufriedenstellende Lösung für die Behandlung des Prozesswassers (PW) gefunden hat (Reißmann, 2020). Oft wird das PW wegen seines Inhaltes an organischem Stoff, Pflanzennährstoffen (Stickstoff, Phosphor, Kalium) und an Industrierohstoffen wie HMF-5 als Ressource zur Pflanzendüngung oder Gewinnung von Industriechemikalien betrachtet. Der unbedenklichen Anwendung als Pflanzendünger steht jedoch der oft nicht unbedeutende Inhalt an organischen Ökotoxinen wie PAKs, PCBs, Dioxine (PCDD/Fs), Cyanide, Phenolverbindungen, Furfural, 5-HMF in Konzentrationen weit über den zulässigen Grenzwerten zum Schutz von Boden und Trinkwasser entgegen (Bodenschutzverordnung, Trinkwasserverordnung, 2020), weshalb es eher als Problemabwasser anzusehen ist. Zusätzlich enthält das PW auch biologisch schwer abbaubare hochmolekulare Humusstoffe, weshalb eine Behandlung bis zur Einleitungsqualität mehrere Behandlungsschritte erfordert (Fettig, 2013). In unserem Projekt soll das HTC-PW als Medium zur Beladung der aktivierten Hydrokohlen mit Pflanzennährstoffen mit Hilfe von Adsorption verwendet werden, die dann als Dünger oder Boden Verbesserer verwendet werden. Dabei ist es wichtig, dass das PW vor dem Adsorptionsprozess frei von Ökotoxinen ist, damit diese nicht mit den Nährstoffen auf der aktivierten Hydrokohle adsorbiert werden und auf diese Art in den Boden gelangen können. Der Inhalt an Ökotoxinen ist abhängig vom Ausgangssubstrat und den Prozessbedingungen der HTC. Besonders der Inhalt an PAKs, PCBs und Dioxinen/Furanen (PCDD/F) kann mit Hilfe dieser Parameter kontrolliert werden. So fand Erdogan (2014) keine PAKs in den HTC-PW von Organenabfällen bei Prozesstemperaturen der HTC von bis zu 260 °C. Auch in unseren Versuchen mit Reisstroh konnten wir Versuchsbedingungen finden, bei denen die Konzentrationen von PAKs,

PCBs und PCDD/Fs im PW unter den Grenzwerten für Trinkwasser lagen. Das nächste Ziel ist es nun, die übrigen Ökotoxine durch biologischen Abbau aus dem PW der HTC zu entfernen. Die mengenmäßig wichtigsten von diesen sind Furfural und 5-HMF aus dem Abbau von Cellulose und Phenolverbindungen aus dem Abbau von Lignin (Becker, 2014, Reza 2014). Frühere Untersuchungen haben gezeigt, dass Phenolverbindungen und auch Furfural und 5-HMF bei Konzentrationen unter 1000-2000 mg/l anaerob abgebaut werden können (Monlau 2014). Wirth (2015) zeigte zusätzlich, dass anaerobe mikrobielle Kulturen an den Abbau von Phenolen adaptieren können und nach Adaptierung Konzentrationen von bis zu 2000 mg/l abbauen können. Durch schrittweise Adaptierung der Biomasse, konnte er sowohl eine Reduktion der Lag-phase am Anfang und eine Erhöhung der Abbaugeschwindigkeit erreichen. Eine Strategie zur Behandlung von HTC Prozesswasser könnte also sein, schädliche Konzentrationen von PAKs, PCBs und PCDD/Fs durch die Wahl geeigneter Prozessbedingungen zu vermeiden und Phenole, Furfural und HMF-5 – und möglicherweise andere Ökotoxine- in einem anaeroben Prozess abzubauen. Weil das PW in der Regel auch mehrere g/l an leicht abbaubaren organischen Säuren, vornehmlich Ameisensäure, Essigsäure, Milchsäure und Lävulinsäure, und Alkohole enthält, wurde die anaerobe Behandlung von HTC-PWn auch schon aus Gründen der Energierückgewinnung untersucht, sowohl in Batch- als auch in semi-kontinuierlichen Versuchen. In Batchversuchen ermittelte Fettig (2013) Methanausbeuten von 273-311 ml/g CSB für HTC-PW von Biertreiber, 200-342 ml/g CSB für HTC-PW von Rübenschnitzeln und 252-338 ml/g CSB für HTC-PW von Speiseresten und Abbauraten von 23-60 %, 30-63 % und 74-85 %. Mit den mittleren CSB-Werten seiner Substrate entsprach dies 7,9-25,3 l Methan/l PW. Oliviera (2013) fand etwas niedrigere Werte, Methan- und Biogasausbeuten von 6-16,3 l/l und 9,6-21 l/l PW beim anaeroben Abbau von PW aus der HTC von verschiedenen Agrarabfällen mit TOC-Konzentrationen von 13-26 g/l. Erdogan (2015) ermittelte mit PW aus der HTC von Orangenabfall Methanausbeuten von 195-213 ml/g CSB oder ca. 10 l/l PW. De la Rubia (2018) untersuchte den Einfluss des Inokulums auf den anaeroben Abbau von PW von der HTC von Klärschlamm. Mit verschiedenen Inokula ermittelte er Methanausbeuten zwischen 99 und 177 ml/g CSB oder 9,5-16,9 l/l PW für dasselbe PW mit einem BSB_5 /CSB-Verhältnis von ca. 0,25. In semi-kontinuierlichen Versuchen in einem Festbettreaktor und UASB-reaktor ermittelte Fettig (2013) 3-13 ml/g CSB für Biertreiber, 244-280 ml/g CSB für Rübenschnitzel und 258-323 ml/g CSB für Speisereste und CSB Abbauraten von 77-80, 66 und 84-85 %. Für die PW von der HTC von Maissilage ermittelten Wirth und Mumme (2013) Methanausbeuten von 0,163-0,236 l/g CSB in einem CSTR und 0,178-0,219 l/g CSB in einem AF, entsprechend 6,7-9,8 l/l PW und bis zu 80 % Abbau von CSB. Die Biogas- und Methanproduktion nahm stark ab, als durch unbeabsichtigte Ausfällung die Konzentration von gelöstem Phosphor im PW reduziert wurde. Trotzdem wurden 290 mg/l Phenolverbindungen im PW um 80 % reduziert. Bei der Behandlung von PW aus der HTC von Klärschlamm in einem mesophilen und thermophilen anaeroben Filter fand Wirth (2015) etwas niedrigere Methanausbeuten von 103-178 und 147-176 ml/g CSB, entsprechend 3,6-6,2 l/l PW und 68-75 % Abbau

von CSB. In dieser Untersuchung soll das Biogas- und Methanpotenzial des PW aus der HTC von Suspensionen aus vietnamesischem Reisstroh in entionisiertem Wasser bei drei Prozessbedingungen der HTC in Bezug auf Temperaturen und Verweilzeit ermittelt werden. Weil Voruntersuchungen gezeigt haben, dass die Phosphorkonzentration in den PWN niedrig ist, soll auch der Einfluss einer Phosphorzugabe auf die Biogas- und Methanproduktion untersucht werden. Schließlich soll der Abbau von Phenolen und Furfuralen im Prozesswasser während der 30-tägigen anaeroben Behandlung ermittelt werden.

2 Materialien und Methoden

2.1 Herstellung der Substrate

Als Substrat wurden drei Sorten Prozesswasser(PW) aus der hydrothermalen Carbonisierung (HTC) von Suspensionen von sieben Gewichtsprozent luftgetrocknetem (TS ca. 94 %) gehäckselten (mittlere Halmlänge 10 mm) vietnamesischem Reisstroh in entionisiertem Wasser in einem 1 l Laborreaktor mit Rührwerk vom Typ Parr 4523 (Parr Instrument Company, Frankfurt, Deutschland) verwendet. Das Reisstroh enthielt $18,2 \pm 0,0$ % Hemicellulose, $39,6 \pm 0,6$ % Cellulose, $6,0 \pm 0,0$ % Lignin, (berechnet aus NDF, ADF, ADL bestimmt nach VDLufa Methodehandbuch III, zweite Ergänzung, 1988) und $19,8 \pm 1,5$ % Asche. Zur Herstellung von Hydrokohle und Prozesswasser wurde der Reaktor mit 49 g Reisstroh und 651 g entionisiertem Wasser befüllt. Die HTC wurde bei autogenem Druck mit drei verschiedenen Kombinationen von Betriebstemperatur und Verweilzeit durchgeführt: 200 °C und 15 Stunden, 220 °C und 2:45 Stunden und 240 °C und 15 Stunden. Die Aufheizrate war in allen Versuchen 3 °C/min und die Suspensionen wurden während des ganzen Herstellungsprozesses mit 100 U/min gerührt. Nach der Heizphase wurden der Reaktor durch Luftkühlung im Abzug auf 30 °C abgekühlt, gewöhnlich über Nacht. Danach wurde die Hydrokohle durch Saugfiltration vom Prozesswasser getrennt, letzteres für Analysen beprobt und in dunklen Glasflaschen bei 4 °C bis zu einer Woche gelagert.

2.2 Inokulum

Der Versuch wurde im Rahmen eines Projektes über die Verwertung von Agrarabfällen in Vietnam durchgeführt, wo die meisten Biogasreaktoren mit Schweinegülle bei der dortigen Umgebungstemperatur betrieben werden. Um einem dort verfügbaren Inokulum möglichst nahe zu kommen, wurde das Inokulum aus dem Nachgärer einer landwirtschaftlichen Biogasanlage (in der Nähe von Rostock in Mecklenburg-Vorpommern) entnommen, die mit einer hälftigen Mischung aus Schweinegülle und Maissilage bei 40 °C betrieben wurde. Die Maissilage wurde größtenteils manuell herausgesiebt, zweimal mit 8 mm Maschenweite und dreimal mit 4 mm Maschenweite. Dann wurde das gesiebte Inokulum bis zu Versuchsbeginn in einem geschlossenen Behälter mit Gassammelbeutel eine Woche lang in einer Wärmekammer bei 39 °C entgast.

2.3 Versuchsaufbau

Die anaeroben Vergärungsversuche wurden als Batch-Versuche nach VDI Standard 4630 (VDI, 2016) bei 39 °C, in 500 ml Laborglasflaschen (Schott Duran) mit Druckköpfen des ANKOM Gaserzeugungs-systems zur Messung der Biogasproduktion durchgeführt. Jedes Substrates wurde in Serien von drei Flaschen untersucht, von denen eine unverändert war und zwei mit einem Seitenhals mit Schraubverschluss mit Silikon Septum ausgestattet war, um während des Versuches mit einer Gasspritze, Biogasproben zur Bestimmung der Methankonzentration entnehmen zu können. Die Flaschen wurden mit 180 g Inokulum und 180 g Substrat, bzw. entionisiertem Wasser für die Standards, befüllt. Es wurden Serien mit jedem der Prozesswasser aufgestellt, im Folgenden gemäß den Herstellungsbedingungen mit 200-15, 220-2:45 und 240-15 bezeichnet. Um eine mögliche Phosphorbegrenzung der Methanproduktion zu untersuchen, wurden zusätzlich Serien mit zwei der Prozesswasser und dem Zusatz von 15 mg P/I des Flascheninhalts (oder 5,4 mg pro Flasche) aufgestellt. Der Phosphor wurde als 2 ml pro Flasche einer auf 30 ml verdünnten Stammlösung von 0,455 g K_2HPO_4 zugegeben. Diese Serien werden im Folgenden mit 220-2:45P, 240-15P bezeichnet. Zusätzlich wurden auch eine Blindprobe mit Inokulum und entionisiertem Wasser und eine positive Kontrolle mit Inokulum und 2,5 g Zellose suspendiert in 180 g entionisiertem Wasser aufgestellt. Die Flaschen wurden 30 Tage lang inkubiert.

2.4 Versuchsdurchführung

Vor dem Versuchsansatz wurden Proben von Inokulum und Substrat für Analysen abgenommen. Die pH-Werte wurden sofort gemessen und die Werte für organischen Stoff und Nährstoffe kurze Zeit später bestimmt, um Beeinflussung der Analysen durch Ausfällungen von Kohle im Prozesswasser zu vermeiden. Die Proben zur Bestimmung der Zucker und Phenole wurden zur späteren Analyse eingefroren. Vor Versuchsstart wurde in jeder Flasche der pH-Wert in der Mischung gemessen, der Kopfraum für eine Minute mit Stickstoff begast und dann die Flasche mit einem Druckmesskopf verschlossen. Die Flaschen wurden eine Stunde in der Wärmekammer bei 39 °C akklimatisiert, bevor das Programm zur Aufzeichnung des Gasdrucks zur Berechnung der Biogasproduktion in den Flaschen gestartet wurde, das den Druck alle 30 Minuten aufzeichnete. Die Flaschen wurden an jedem Arbeitstag manuell geschüttelt. Zweimal wöchentlich wurden aus den Flaschen mit dem Seitenhals manuell mit einer Drucksperrspritze 1 ml Gasprobe zur Bestimmung der Methankonzentration im Biogas entnommen. Die Flaschen wurden 30 Tage lang inkubiert, entsprechend der VDI-Norm 4630 (VDI, 2016). Am Ende des Versuches wurde das Aufzeichnungsprogramm gestoppt. Die Flaschen wurden geöffnet. Die pH-Werte wurden sofort gemessen und von jeder Flasche zwei Proben gezogen. CSB und Nährstoffe wurden umgehend analysiert, die Proben zur Bestimmung der Zucker und Phenole wurden zur späteren Analyse eingefroren.

2.5 Analysen

Die pH-Werte wurden mit einem Feld pH-meter vom Typ WTW 3310 gemessen. Der gesamte und organische Feststoff (TM und oTM) im Inokulum wurde gemäß DIN EN 12880:2001-02 und DIN EN 12879:2001-02 bestimmt. Der TOC und TN_b wurde mit einem Analysegerät Multi N/C 2001 (Analytik Jena) nach DIN EN 15936 und DIN EN 12260 bestimmt. CSB, TP, $\text{PO}_4\text{-P}$ wurden in 1:10 Verdünnungen mit einem Photometer von Machery Nagel UV/vis mit Küvetten desselben Herstellers bestimmt: CSB: Test 0-28, TP: Test 0-55-1, $\text{PO}_4\text{-P}$: Test 0-55-4. $\text{NH}_4\text{-N}$ und K wurden auf dieselbe Art in 1:100 Verdünnungen mit Test 0-05 und Test 0-45 bestimmt. Die Proben der Prozesswasser wurden als Ganzes kurz nach der Herstellung analysiert, um die Entstehung von Kohlepartikeln zu vermeiden. Von den Proben, die Partikel enthielten, d.h. von dem Inokulum und den Gärresten in den Flaschen am Ende Versuches, wurden wegen der photometrischen Analyseverfahren nur die Konzentrationen in der flüssigen Phase bestimmt werden. Zur Abtrennung der flüssigen Phase, wurden die Proben vor der Verdünnung 30 Minuten bei 6000 U/min in einer Rotofix 32A Zentrifuge zentrifugiert.

Zur Analyse der Phenol- Verbindungen wurden 700 µl der flüssigen wässrigen Probe und 300 µl ISTD (4-tert.-Butylphenol c = 117 mg/L) in einem 2 ml Vial mit 400 µl Toluol durch intensives Mischen extrahiert. Nach 20 min stehen lassen wurde die organische Phase vorsichtig in ein GC-Vial überführt und mittels GC-MS (Thermo Fisher Scientific Trace 1310-ISQ LT Single Quadrupole Mass Spectrometer) analysiert. Die Analyse wurde bei Injektionstemperatur: 250 °C, mit Injektionsvolumen von 1µl, Split-Verhältnis: 10:1 und 1,2 ml/min Helium 5.0 mit einer Trennsäule: ZB-5HT-Inferno 30m x 0,25mm x 0,25µm, mit folgendem Temperaturprogramm durchgeführt: Starttemperatur 50 °C-> mit 5 °C/min auf 225 °C-> mit 30 °C/min auf 300 °C und 5 Minuten halten. Zur Detektion wurde ein Ionisationsmodul: EI bei Temperatur der Ionenquelle von 250 °C und Temperatur der MS Transferline von 310 °C verwendet. Die Analyse wurde vom Labor des Deutschen Biomasseforschungszentrum (DBFZ) in Leipzig durchgeführt.

Zur Analyse der Zucker wurde die flüssige wässrige Probe bei Raumtemperatur und 3900 U/min 5 Minuten vorzentrifugiert. Anschließend wurde der Überstand in ein Zentrifugal Filter Vial 0,45µm überführt und bei 10 °C und 10.000 U/min 10 Minuten zentrifugiert. Der Überstand wurde mit Reinstwasser 1:10 verdünnt und mittels HPLC-DAD-RID (Knauer Azura DAD-RID) analysiert. Die HPLC wurde mit 15 µl Probenvolumen mit einer Vorsäule: Phenomenex Security Guard Carbo Pb 4 x 3,0 mm und einer Trennsäule: Agilent MetaCarb 87P 300mm x 7,8 mm mit Kolonnentemperatur 75 °C mit 0,35 ml/min Reinstwasser (0,45 µm filtriert) als Eluent mit 80 min Laufzeit durchgeführt. 5-HMF und Furfural unter 200 mg/l wurden mit einem DAD bei 254 nm detektiert. Für 5-HMF und Furfural ab 200 mg/l und die Zucker wurden mit einem RID bei 40 °C angewendet. Die Analyse wurde vom Labor des Deutschen Biomasseforschungszentrum (DBFZ) in Leipzig durchgeführt.

Der Methangehalt des Biogases wurde mit Hilfe eines Gaschromatographen (Shimadzu 2014) mit einer Poropaksäule und einem FID-Detektor analysiert. Die Ofentemperatur war 60 °C und die Detektortemperatur 220 °C. Aufgrund des Detektionsbereichs des verwendeten GCs wurde die Probe vor der Analyse 1:10 mit Luft verdünnt. Praktisch wurde dies erreicht, indem 1 ml Probe mit der einer Druckverschlussspritze in einen geschlossenen luftgefüllten Exetainer von 12 ml Volumen injiziert wurde, und später weitere 7 ml Luft in denselben Behälter injiziert wurden. Damit wurde auch der für die GC-Analyse erforderliche Überdruck im Exetainer zu erzeugt. Um eine möglichst korrekte Berechnung der Methankonzentration zu ermöglichen, wurden nach jeder 15. Biogasprobe zwei Standardproben mit 1 ml reinem Methan, die wie die Biogasproben temperiert und aufbereitet waren, vorgelegt. Die Methananalysen wurden im Labor der Professur für Landschaftsökologie und Standortkunde durchgeführt.

2.6 Berechnungen

Die Biogasproduktion wurde als Produktion von feuchtem Biogas bei Standardbedingungen (0 °C, 1,013 bar), aus dem vom ANKOM-System gemessenen Druck mit Hilfe der idealen Gasgleichung berechnet, mit Hilfe einer Excel-Datei die in Verbindung mit dem ORGA-Test ausgearbeitet worden war (Engler, 2010). Die Methanproduktion wurde als Summe der Produkte der Biogasproduktion in den gemessenen Zeitintervallen und der Methankonzentration in der jeweiligen Flasche zum Startzeitpunkt des jeweiligen Intervalls berechnet. Dabei wurde die Methankonzentration in der Flasche ohne Seitenhals zu den Messzeitpunkten gleich dem Mittelwert der Messwerte in den beiden Seitenhalsflaschen gesetzt. Danach wurde die Entwicklung der Methankonzentration über die Zeit in jeder Flasche, mit Excel, mit einem Polynom 2. Ordnung, und in der 200-Serie mit einem Polynom 3. Ordnung, durch die Messpunkte angenähert, so dass das Anpassungsquadrat der Polynome über 0,98 lag. Die Methankonzentrationen zwischen den Messzeitpunkten wurden anschließend mit Hilfe der Polynomgleichungen berechnet. Bei der Berechnung der Biogas- und Methanproduktion der Prozesswasser wurde die Biogas- und Methanproduktion aus dem Inokulum abgezogen. Zur Berechnung der spezifischen Biogas- und Methanproduktion der Substrate, wurde die Methanproduktion aus der jeweiligen Flasche durch ihren CSB Inhalt geteilt.

Der Abbau von CSB in den Prozesswassern wurde für jede Flasche als Differenz zwischen der Menge CSB in der Flasche an Start und Schluss, bezogen auf die Menge am Start berechnet. Die CSB Menge am Start wurde aus der eingewogenen Menge Prozesswasser und der CSB-konzentration des Prozesswassers berechnet. Die CSB Menge vom Prozesswasser am Schluss wurde als Produkt aus der gesamten Probenmenge am Schluss und der Differenz zwischen der CSB Konzentration in der Flasche und der im Inokulum am Schluss berechnet.

3 Resultate und Diskussion

3.1 Organischer Stoff und Nährstoffe in Prozesswassern, Inokulum und Proben in den Serien

Tab. 1 zeigt die Zusammensetzung des Inokulums und der Prozesswasser.

Tab. 1: PH-Wert, organischer Stoff und Nährstoffe im Inokulum und in den HTC Prozesswassern

Parameter	Inokulum	Prozesswasser		
		PW200-15	PW220-2:45	PW240-15
pH	8,3	4,1	4,1	4,1
TS (% w/w)	4,8	n.a.	n.a.	n.a.
oTS (% w/w)	3,3	n.a.	n.a.	n.a.
CSB (g/l)	¹ 13,9 ±0,9	16,0 ±0,4	21,0 ±0,9	19,5 ±0,9
TOC (mg/kg)	¹ 13830	6120	6140	6520
TN _b (mg/l)	¹ 3060	317	335	269
NO ₃ -N (mg/l)	n.a.	86,7	104,0	59,8
NH ₄ -N (mg/l)	¹ 1960	< 5	< 5	< 5
TP (mg/l)	¹ 85,1	30,6	22	3,4
PO ₄ -P (mg/l)	¹ 28,7	29,2	20,6	3,2
CSB:N:P	800:176:4,9	800:16:1,5	800:13:0,8	800:11:0,16
C:N:P	600:133:3,7	600:31:3	600:33:2	600:25:0,3

1: diese Werte wurden in der dekantierten Flüssigkeit der zentrifugierten Probe bestimmt

Die Konzentration an organischem Stoff im Prozesswasser (PW), sowohl als CSB und als TOC, war in den hier untersuchten PWn nur ungefähr halb so groß wie in den PWn der Untersuchungen von Oliviera (2013), Wirth et Mumme (2013), Wirth et al. (2015) und nur die Hälfte bis ein Viertel der Konzentration in den PWn der Untersuchung von Fettig (2013). Das kann mit der nur halb so großen Substratkonzentration wie in den anderen Untersuchungen erklärt werden. Das C:N-Verhältnis und, soweit angegeben, auch das C:P-Verhältnis, waren ähnlich dem in den PWn aus der HTC von lignocellulose-haltigen Substraten der anderen Untersuchungen, von der Maissilage (Wirth, 2013) und Rübenschnitzel (Fettig, 2013). Sie waren jedoch größer als das in HTC-PWn aus Abfällen der Nahrungsmittelindustrie (Biertreiber, Speisereste, Fettig, 2013) oder aus Klärschlamm (Wirth et al. 2015).

Verglichen mit dem Nährstoffbedarf für den anaeroben Abbau von organischen Stoff, enthielten alle PW das Doppelte bis Dreifache der erforderlichen Menge an Stickstoff. Dies, sowohl in Bezug auf das empfohlene Massenverhältnis für CSB:N:P von 800:5:1 nach Kroiss und Svartedal (2015), für die Behandlung

von Abwasser in Prozessen mit hohem Schlammalter, als auch verglichen mit dem empfohlenen Massenverhältnis von 600:15:5 nach Weiland (2010), für die Behandlung von Pflanzlichen Rohstoffen in Prozessen mit geringerem Schlammalter. Allerdings empfahl Weiland (2007) auch C:N-Verhältnisse zwischen 20:1 und 40:1, wonach die C:N-Verhältnisse in den PWn balanciert wären. Das Inokulum enthielt das 9-33-fache des empfohlenen Stickstoffbedarfs. Trotzdem entstanden in den Serien keine inhibierenden Ammoniumkonzentrationen (siehe Tab. 3), was auf einen Anteil an nicht mikrobiologisch zugänglichem Stickstoff in den Mischungen hindeutet. Zusätzlich entwich Ammoniak mit dem Biogas. Aufgrund des relativ niedrigen pH-Wertes von pH 7,5 war die Ammoniakkonzentration nur ca. 40 mg/l. Die Phosphorkonzentration war, verglichen mit der Empfehlung von Kroiss und Svartedal (2015), nur in dem 200-15 Prozesswasser ausreichend, während in den 220-2:45 und 240-15 Prozesswassern ein Unterschuss von 20 und 84 % der empfohlenen Konzentration herrschte. Dieser konnte jedoch, gemäß diesen Kriterien, in den Mischungen in den Serien (siehe Tab. 3) durch den Überschuss an Phosphor im Inokulum ausgeglichen werden. Verglichen mit der Empfehlung von Weiland (2010), war die Phosphorkonzentration in allen Prozesswässern und auch im Inokulum, mit nur 60, 40, 6 und 74 % der empfohlenen Konzentration zu gering für einen vollständigen Abbau des organischen Stoffes. Damit war Phosphor, nach den Kriterien von Weiland (2010), auch in den Serien begrenzend für den Abbau des organischen Stoffes, selbst in denen mit Zusatz von Phosphor (siehe Tab. 3). Dabei wurde die Phosphorkonzentration im Inokulum in den Analysedaten in Tab. 1 möglicherweise durch die Analysemethode unterästimiert, weil diese nicht den Phosphor erfasste, der während des Versuches möglicherweise durch Hydrolyse von Partikeln in Lösung ging.

3.2 Zucker und Phenole in den Prozesswässern

In keinem der Prozesswasser (PW) konnten die Zucker, Glucose, Xylose, Arabinose, Mannose oder Fructose nachgewiesen werden. Das deutet an, dass sie am Ende der HTC-prozesse schon weiter reagiert hatten, wie in Funke und Ziegler (2010) beschrieben. Im 220-2:45 PW lagen sie, zumindest teilweise, noch als Furfural und 5-HMF vor (siehe Tab. 2), wie auch im PW von der HTC von Zellulose bei 230 °C und 180 min Verweilzeit in der Studie von Reza (2014). Jedoch enthielt das PW derselben Studie von der HTC von Weizenstroh bei 230 °C und 180 min Verweilzeit noch etwa 500 mg/l Glucose, was auf unterschiedliches Abbauverhalten von Reisstroh und Weizenstroh schließen lässt. Bei den 15 Stunden Verweilzeit in den Prozessen bei 200 und 240 °C waren die Zucker wahrscheinlich schon weiter zu organischen Säuren abgebaut, in Übereinstimmung mit den Resultaten von Reza (2014).

Tab. 2: Konzentration von Phenolverbindungen und Furfuralen in den Prozesswässern. In keinem der Prozesswasser wurden Kresole oder Syringaldehyd nachgewiesen. (Detektionsgrenzen: Kresole: 3,74 mg/l, Syringaldehyd: 4,20 mg/l, 5-HMF: 10,95 mg/l, Furfural: 10,54 mg/l)

<i>Parameter</i>	<i>PW200-15</i>	<i>PW220-2:45</i>	<i>PW240-15</i>
<i>Phenol (mg/l)</i>	17,8	18,0	47,8
<i>Guaiacol (mg/l)</i>	34,1	32,2	89,1
<i>Syringol (mg/l)</i>	25,7	23,3	53,6
<i>Vanillin (mg/l)</i>	11,0	16,2	3,6
<i>5-HMF (mg/l)</i>	n.n.	102	n.n.
<i>Furfural (mg/l)</i>	n.n.	100	n.n.

Alle unsere Prozesswasser enthielten Phenolverbindungen, was auf den Abbau von Lignin im Reisstroh schon bei 200 °C schließen lässt, möglicherweise wegen der langen Verweilzeit. Reza (2014) konnte nämlich im Prozesswasser der HTC von Weizenstroh bei 200 °C und bis zu 6 Stunden Verweilzeit keine Phenolverbindungen nachweisen, wohl aber im Prozesswasser der HTC von Pappelholz bei 200 °C schon nach 40 Minuten Verweilzeit. Dies kann darauf hindeuten, dass das Lignin im Reisstroh mehr dem in Pappelholz als dem in Weizenstroh ähnelt. In allen Prozesswässern dieser Studie wurden dieselben Phenolverbindungen nachgewiesen. In den 200-15 und 220-2:45 Prozesswässern lagen sie in ähnlichen, niedrigen Konzentrationen vor, was mit den ähnlichen Härten (nach Bergius, 1913) der beiden HTC-prozesse, von 6.9 und 6.5, erklärt werden kann. Im 240-15 Prozesswasser lagen sie, abgesehen von Vanillin, in 2-3 höheren Konzentrationen vor, aufgrund der größeren Härte (nach Bergius, 1913) dieses Prozesses, von 10.9. Die Konzentration von Phenolverbindungen in den Prozesswässern unserer Studie war nur 5-10 % die in der Studie von Reza (2014). In den 200-15 und 240-15 Prozesswässern könnte das mit der langen Aufenthaltszeit erklärt werden, die Kondensation dieser Verbindungen zu Kohlepartikeln ermöglichte. Die Konzentrationen an Phenolverbindungen war auch im 220-2:45 Prozesswasser niedrig, nach der kürzeren Aufenthaltszeit. Deshalb müssen sie wohl eher durch die niedrige Substratkonzentration in unserer Studie (7 % Reisstroh in der Suspension), den niedrigen Ligningehalt im Reisstroh (6 % als ADL) und der Zusammensetzung der Lignozellulose des Reisstrohs erklärt werden. Zusätzlich wurde das Reisstroh in unserer Studie vor der HTC nur grob, auf eine mittlere Halmlänge von 10 mm, gehäckselt, während die Substrate in der Studie von Reza et al. (2014) zu einer Partikelgröße von $0,3 \pm 0,2$ mm gemahlen wurden. So konnte möglicherweise in unserer Studie wegen der groben Partikelgröße nur wenig Lignin abgebaut und als Phenolverbindungen im Prozesswasser gelöst werden. Im Ganzen lagen die Konzentrationen von Furfural, 5-HMF und Phenolverbindungen in den Prozesswässern unserer Studie weit unter den Grenzwerten für Hemmung des anaeroben Abbaus von 1000-2000 mg/l, die in dem Review von Monlau (2014) zitiert werden. Die Phenolkonzentra-

tionen lagen jedoch auch weit über dem Grenzwert der Abwasserverordnung von 0,5 mg/l für das Einleiten in Gewässer (Abwasserverordnung, 2020).

Tab. 3: Konzentrationen von organischem Stoff, Nährstoffen und Phenol in den Serien am Start und am Schluss des Versuches. Die Inokulumkonzentration war in allen Serien 2,4 Gewichts.% TS und 1,7 Gewichts% oTS. (n.n. : nicht nachgewiesen, - : nicht analysiert)

Parameter	Inokulum		200-15		220-2:45/P		240-15/P	
	Start	Schluss	Start	Schluss	Start	Schluss	Start	Schluss
pH	8,3	7,5	7,0	7,5	7,0/7,0	7,5/7,5	7,0/7,0	7,6/7,6
Org.Belastung (gCSB/g oTS _{Inokulum})	-	-	0,48±0,1	-	0,63/0,64±0,1		0,59/0,64±0,1	
CSB (g/l)	7,0 ±0,9	5,8±0,7	15,0 ±1,0	9,8±1,0	17,5 ±1,3	11,6/11,4±0,4	16,7±1,3	11,3/11,6±0,4
TOC (mg/kg)	6915	-	9975	-	9985	-	10175	-
TN _b (mg/l)	1530	-	1689	-	1698	-	1665	-
NH ₄ -N (mg/l)	980	1069±141	-	1218±56	-	1135/1120±7	-	1107/1060±62
TP (mg/l)	42,6	40,0±4,6	57,9	43,7±7,9	53,6/68,6	36,4/41,6±1,5	44,3/59,3	36,1/43,5±2,2
PO ₄ -P (mg/l)	14,4	34,9±2,4	-	26,1±3,2	-	24,6/28,9±1,2	-	24,6/32,3±1,2
K (mg/l)	-	-	-	746±1	-	733/786±13	-	755±8/765±27
CSB:N:P _{Start}	800:176:4,9		800:90:3,1		800:78:2,5/3,1		800:80:2,2/2,9	
C:N:P _{Start}	600:133:3,7		600:102:3,5		600:102:3,2/4,1		600:98:2,6/3,5	
Phenol (mg/l)	n.n.	n.n.	8,9	1,7±0,3	9	4,1±2,6/2,5±0,2	23,9	3,2±0,1/2,8±0,1
Abbau, Phenol (%)	-	-	-	81±3	-	54±2/ 72±2	-	87±0,05/88±0,05

3.3 Gas- und Methanproduktion

Wie Abb. 1 zeigt, startete die Gas- und Methanproduktion in allen Serien unmittelbar nach Beginn des Versuches. Die Methanproduktion war jedoch in den 240-15, 200-15 und 220-2:45 Serien in den ersten 6, 12 und 27 Stunden geringer als in der Kontrolle mit Inokulum, wahrscheinlich, weil die methanogenen Mikroorganismen Zeit brauchten, um an den niedrigeren pH-Wert von pH 7,0 in den Mischungen zu adaptieren (siehe Tab. 3).

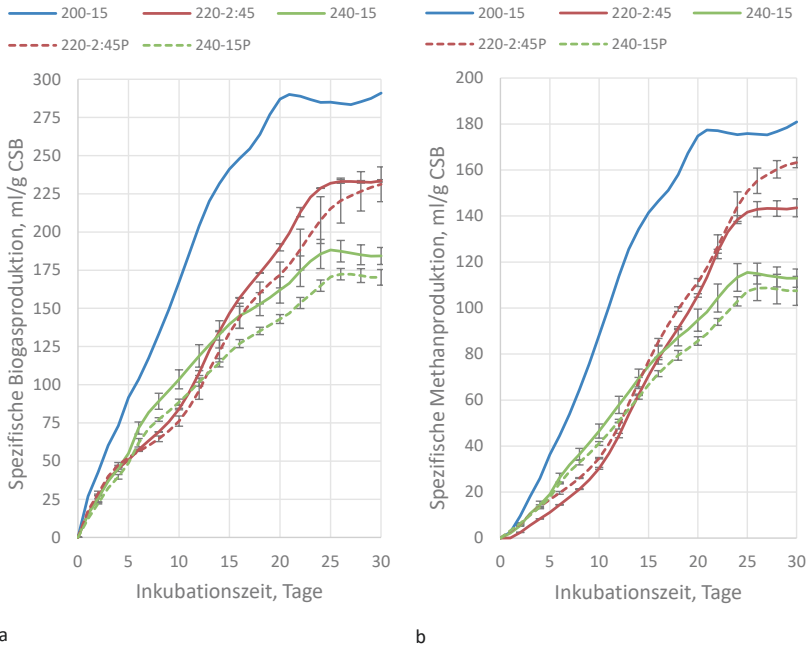


Abb. 1: Spezifische Biogasproduktion (a, links) und spezifische Methanproduktion (b, rechts) während der Vergärung bei 39 °C von Prozesswässern aus der Hydrothermalen Carbonisierung von Suspensionen aus vietnamesischem Reisstroh (7 Gewichts%, lutro) in de-ionisiertem Wasser, mit folgenden Prozessbedingungen: 200 °C-15h, 220 °C-2:45h, 240 °C-15h samt letzteren Prozesswässern mit Zusatz von 15 mg/l Phosphor (P).

In den Serien mit Zusatz von Phosphor wurde keine verspätete Methanproduktion zu Versuchsstart beobachtet, wahrscheinlich wegen der Pufferwirkung des K_2HPO_4 . Die spezifische Gas- und Methanproduktion stieg in der 200-15 Serie etwa doppelt so schnell, wie in den anderen Serien, teilweise aufgrund der 20-25 % niedrigeren organischen Belastung als in den anderen Serien, siehe Tab. 3. Zusätzlich stieg sie ab Tag 15 in den 220-2:45 Serien stärker als in den 240-15 Serien. Dies deutet auf eine zunehmende Produktion von Hemmstoffen für die Methanproduktion mit steigender HTC-Temperatur hin. Im Ganzen zeigen die Kurven für die Gas- und Methanproduktion diauxisches Wachstum, mit Wachs-

tum einer ersten mikrobiellen Kultur durch Abbau der organischen Säuren und anderer leicht abbaubarer Substrate bis etwa Tag 17, 20 und 22 in den 200-15, 220-2:45 und 240-15 Serien und danach Wachstum einer zweiten mikrobiellen Kultur für den Abbau schwerer abbaubarer Substrate. Die unterschiedlichen Zeitpunkte für den Übergang spiegeln die unterschiedlichen Mengen der verschiedenen Substrate in den unterschiedlichen Prozesswassern wieder. Die Kurven für die Gasproduktion deuten weiter an, dass in den 220-2:45 Serien anfangs bis etwa Tag 7 noch eine dritte mikrobielle Kultur in die Methanisierung von Substraten aus der HTC bei kürzeren Aufenthaltszeiten involviert war. Die 200-15, 220-2:45 und 240-15 Serien ohne Zusatz von Phosphor erreichten ihre maximale Gas- und Methanproduktion von 290 ± 24 , 233 ± 1 und 184 ± 6 ml Gas/g CSB mit 181 ± 17 , 144 ± 4 und 113 ± 4 ml CH_4 /g CSB nach 21, 26 und 25 Tagen Inkubieren. Der Phosphorzusatz zu den 220-2:45 und 240-15 Serien hatte keinen Einfluss auf die Gasproduktion. Aber er führte zu einer Steigerung der Methanproduktion in der 220-2:45P Serie, die weiter bis zum Versuchsende auf 163 ± 2 ml CH_4 /g CSB anstieg, um insgesamt 13 %. Dies zeigt Phosphorbegrenzung für die Methanproduktion in der entsprechenden Serie ohne Phosphorzusatz an. Der Phosphorzusatz hatte jedoch keinen positiven Effekt auf die Methanproduktion in der 240-15-Serie, sondern reduzierte sie – nicht statistisch signifikant – auf 108 ± 6 ml CH_4 /g CSB. Dies weist darauf hin, dass die Methanproduktion in dieser Serie vom Anteil an anaerob biologisch abbaubarem organischen Stoff begrenzt wurde, bevor Phosphor begrenzend werden konnte. Im Ganzen waren die Methanausbeuten aus den PWn niedrig, nur 50,6 %, 41,1 % und 32,9 % des theoretischen Methanpotentials von 350 ml CH_4 /g CSB von dem 200-15, 220-2:45 und 240-15 PW ohne Phosphorzusatz und nur 46,5 % und 30,9 % des theoretischen Potentials von den Serien mit Phosphorzusatz. Die Methanausbeuten aus dem hier verwendeten PW aus der HTC von Reisstroh waren auch niedrig verglichen mit Methanausbeuten aus Batchversuchen von Fettig (2013) mit PW von der HTC von jeweils Biertreiber, Zuckerrübenschnitzel und Speiseresten unter vergleichbaren Bedingungen zu dieser Studie, von durchschnittlich 286, 306 und 324 ml CH_4 /g CSB. Die Gas- und Methanausbeuten unserer Studie waren auch niedriger als die von Erdogan (2015) ermittelten Werte von 336-295 ml Gas/g CSB und 214-195 ml CH_4 /g CSB von PW von der HTC von Organenabfällen. Die hier gemessenen Methanausbeuten waren jedoch ähnlich den 99, 135 und 177 ml CH_4 /g CSB, die De la Rubia (2018) mit verschiedenen Inokula in Batchversuchen mit demselben HTC-PW von Klärschlamm ermittelte. Die unterschiedlichen Methanausbeuten können zum Teil mit der unterschiedlichen Zusammensetzung der PW erklärt werden. So enthielten die PW von Erdogan (2015) wesentlich höhere Konzentrationen an Zuckern, Furfural und 5-HMF als die PW unserer Untersuchung. Das PW von De la Rubia (2018) enthielt einen hohen Anteil an schwer biologisch abbaubarem CSB (BSB_5/CSB -Verhältnis von 0,26). Ausserdem demonstrierte De la Rubia (2018) eindrücklich den Einfluss des Inokulums für die Methanproduktion, mit fast doppelt so großer Methanproduktion aus demselben PW mit Hilfe eines anderen Inokulums. Weil unsere Untersuchung im Rahmen eines Projektes über die Wertschöpfung aus vietnamesischen Agababfällen durchgeführt wurde, verwendeten wir ein Inokulum aus einer Biogas-

anlage für Schweinegülle und Maissilage, siehe Materialien und Methoden, Fertig (2013) verwendete ein Inokulum aus einem UASB eines Fruchtsaftherstellers und De la Rubia (2018) verglich Inokula von Reaktoren zur Behandlung von Biertreiber, Abfällen von Roten Beeten und Klärschlamm. Weiterhin spielt die Nährstoffversorgung der mikrobiellen Kultur eine Rolle für die Methanausbeute. Fertig (2013) sicherte die Nährstoffversorgung in seinen Versuchen durch Zusatz einer Nährstoffmischung. Wir konnten eine Phosphorbegrenzung bei der Methanisierung eines unserer PW nachweisen und kompensieren. Möglicherweise waren auch noch andere Nährstoffe begrenzend für die Methanausbeute aus unseren PW. Die Gas- und Methanausbeuten pro m^3 PW wurden für die 200-15, 220-2:45 und 240-15 PW zu 4,6, 4,9 und $3,9 \text{ m}^3/\text{m}^3$ Gas mit 2,8, 3,1 und $2,4 \text{ m}^3/\text{m}^3$ Methan berechnet. Mit diesen Methanausbeuten könnte man das Prozesswasser verlustfrei um 20 bis 26°C erwärmen. Die Methanausbeuten entsprachen, bei halber TOC-Konzentration in den PWn, der Hälfte der Minimumswerte von Oliveira (2013) für die Gas- und Methanausbeute der PW aus der HTC von verschiedenen Agrarabfällen. Der Abbau von CSB in den PW folgte den Methanausbeuten. Er war $53,3\pm 9\%$, $45,2\pm 3,2\%$ und $47,6\pm 2,6\%$ in den 200-15, 220-2:45 und 220-2:45P Serien, so dass der überwiegende Teil des CSBs dieser PW vollständig methanisiert wurde. In den 240-15 und 240-15P Serien war er $44,1\pm 1,3\%$ und $42,3\pm 4,3\%$, so dass nur 73-75 % des abgebauten CSB von diesen PW in Methan umgewandelt wurde. Der Rest des CSBs wurde für bakterielles Wachstum und wahrscheinlich auch zur Kompensation von Hemmung verwendet, was darauf hindeutet, dass das 240-15 PW einen größeren Anteil an hemmenden Substanzen enthält als die anderen PW, wahrscheinlich organische Substanzen, die beim HTC-Prozess entstehen.

3.4 Abbau von Furfural, 5-HMF und Phenolen

Von den untersuchten organischen Schadstoffen in den HTC-Prozesswassern (siehe Tab. 2) konnte an Ende des Versuches nur Restkonzentrationen von einigen mg/l an Phenol nachgewiesen werden. Die anderen Verbindungen lagen unter ihren Detektionsgrenzen vor (Furfural $< 10,54 \text{ mg/l}$, 5-HMF $< 11,95 \text{ mg/l}$, Guaiacol $< 3,08 \text{ mg/l}$, Syringol $< 1,34 \text{ mg/l}$, Vanillin $< 1,73 \text{ mg/l}$). Phenol wurde zu 54-88 % abgebaut (siehe Tab. 3). Dabei können die Werte für die Endkonzentrationen in Tab. 3 andeuten, dass der Zusatz von Phosphor auch den Abbau von Phenol stimulierte, – mit dem Vorbehalt, dass der Wert für die 220-2:2:45 Serie eine große Streuung aufwies. Der Abbau von Phenol war am größten in den 240-15 Serien, mit und ohne Zusatz von Phosphor. Das kann der höheren Ausgangskonzentration geschuldet sein, aber auch dem Faktum, dass in diesen Serien in den letzten 5 Tagen des Versuches keine leicht abbaubare organische Substanz mehr zur Verfügung stand, die methanisiert hätte werden können. Dies wäre in Übereinstimmung mit der Beobachtung von Wirth (2016), der in seinen Reaktorversuchen mit HTC-Prozesswasser den Abbau von Phenol erst am Ende des Versuches beobachtete, nachdem die Zufuhr von neuem Substrat gestoppt war. Dieser Zusammenhang muss genauer untersucht werden. In diesem Fall wäre es sinnvoll, nach einem Biogasprozess einen separaten Pro-

zessschritt zum Abbau von Phenol einzurichten. Ansonsten hat Wirth (2015) auch gezeigt, dass sich bei Monovergärung von Phenol die Abbauraten durch Adaptierung der Biomasse wesentlich erhöhen lassen, so dass ein solcher Extraschritt nicht besonders groß sein müsste. Weiterhin wäre zu untersuchen, ob die Adaptierung einer Biomasse zu beschleunigtem Abbau von Phenol auch bei Vergärung von Phenol zusammen mit anderen Substraten erreicht werden kann.

4 Konklusion

Die Prozesswasser aus der HTC von Reisstroh ließen sich vergären. Die Methanausbeute war eher gering und kann nur einen bescheidenen Beitrag zum Energiebedarf des HTC-prozesses leisten. Die Methanausbeute kann möglicherweise durch die Wahl eines anderen Inokulums und/oder durch Zusatz von Nährstoffen erhöht werden.

Der Vergärungsprozess konnte jedoch einen wesentlichen Beitrag zur Entgiftung der Prozesswässer leisten, weil Furfural, 5-HMF, Guaiacol, Syringol und Vanillin bis unter ihre Detektionsgrenzen und Phenol zu bis zu 88 % abgebaut wurden. Vollständiger Abbau von Phenolen kann möglicherweise durch Adaptierung der Biomasse und/oder einen separaten Prozessschritt zum Abbau von Phenol erreicht werden.

Literatur/Quellen

- Abwasserverordnung – AbwV (2020. Verordnung über Anforderungen an das Einleiten von Abwasser in Gewässer von 1997 in der Fassung vom 16. Juni 2020. Anhang 1. Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz (www.gesetze-im-internet.de, 10.05.2021)
- Becker, R., Dorgerloh, U., Paulke, E., Mumme, J., Nehls, I., 2014. Hydrothermal Carbonization of Biomass: Major Organic Components of the Aqueous Phase. *Chem. Eng. Technol.* 37, 511-518. <https://doi.org/10.1002/ceat.201300401>.
- Bergius, F. (1913). Die Anwendung hoher Drucke bei chemischen Vorgängen und eine Nachbildung des Entstehungsprozesses der Steinkohle. Knapp, W.
- Bundes-Bodenschutz- und Altlastenverordnung – BbodSchV, Anhang 2, 2020. vom 17. März 1998 in der Fassung vom 19. Juni 2020. Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz (www.gesetze-im-internet.de, 10.05.2021)
- De la Rubia, M.A., Villamil, J.J., Mohedano, A.F., 2018. Effect of inoculum source and initial concentration on the anaerobic digestion of the liquid fraction from hydrothermal carbonisation of sewage sludge. *Renewable Energy* 27, 687–704.
- Engler, N., Merrettig-Bruns, U., Feher, A., Fritz, T., Nelles, M. 2010. Der ORGA-Test: Entwicklung eines Testverfahrens zur praxisnahen Beurteilung der Fermenterbiologie von NawaRo-Biogasanlagen. In: Hrsg.: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) 18276 Gülzow-Prüzen, Gülzower Fachgespräche Band 35, Einsatz von Hilfsmitteln zur Steigerung der Effizienz und Effektivität des Biogasprozesses ISBN 978-3-942-147-03-3, S. 32-43

- Erdogan, E., Atila, B., Mumme, J., Reza, M.T., Toptas, A., Elibol, M., Yanik, J., 2015. Characterization of products from hydrothermal carbonization of orange pomace including anaerobic digestibility of process liquor. *Bioresource technology* 196, 35-42. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2015.06.115>.
- Fettig, Joachim, Liebe, Henrike, Austermann-Haun, Ute, Meier, Jan-Felix, 2013. Verwertung des Prozesswassers aus der hydrothermalen Carbonisierung von organischen Abfällen. Abschlussbericht über ein Entwicklungsprojekt. gefördert unter Az: 27760 von der Deutschen Bundesstiftung Umwelt. Hochschule Ostwestfalen-Lippe, 146 pp.
- Funke, A. and Ziegler, F. (2010). Hydrothermal carbonization of biomass: A summary and discussion of chemical mechanisms for process engineering. *Biofuels, Bio-products & Biorefining*, 4:160-177.
- Libra, J.A., Ro, K.S., Kammann, C., Funke, A., Berge, N.D., Neubauer, Y., Titirici, M.-M., Fühner, C., Bens, O., Kern, J., Emmerich, K.-H., 2011. Hydrothermal carbonization of biomass residuals: a comparative review of the chemistry, processes and applications of wet and dry pyrolysis. *Biofuels* 2, 71-106. <https://doi.org/10.4155/bfs.10.81>.
- Kroiss, H.; Svartdal, K., 2015. Einflussfaktoren auf die anaeroben biologischen Abbauvorgänge. In: Rosenwinkel, K.-H. et al (Hrsg.) *Anaerobtechnik*. 3. Auflage Springer-Verlag Berlin-Heidelberg. https://doi.org/10.1007/978-3-642-24895-5_4
- Monlau, F., Sambusiti, C., Barakat, A., Quéméneur, M., Trably, E., Steyer, J.-P., Carrère, H., 2014. Do furanic and phenolic compounds of lignocellulosic and algae biomass hydrolyzate inhibit anaerobic mixed cultures? A comprehensive review. *Biotechnology advances* 32, 934-951. <https://doi.org/10.1016/j.biotechadv.2014.04.007>.
- Oliveira, I., Blöhse, D., Ramke, H.-G., 2013. Hydrothermal carbonization of agricultural residues. *Bioresource technology* 142, 138-146. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2013.04.125>.
- Reißmann, D. 2020. Welche Richtung sollen wir einschlagen? – Ergebnisse einer Bewertung szenario-basierter HTC Anwendungsfälle. Vortrag, 6. HTP-Fachforum, DBFZ, Leipzig, 25./26.November 2020
- Reza, M.T., Wirth, B., Lüder, U., Werner, M., 2014. Behavior of selected hydrolyzed and dehydrated products during hydrothermal carbonization of biomass. *Bioresource technology* 169, 352–361. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2014.07.010>.
- Trinkwasserverordnung – TrinkwV, 2020. „Trinkwasserverordnung vom 21. Mai 2001 in der Fassung vom 19. Juni 2020. Bundesministerium für Gesundheit (<https://www.bundesgesundheitsministerium.de/service/begriffe-von-a-z/t/trinkwasser.html>, 10.05.2021)
- VDI, 2016. VDI 4630 Vergärung organischer Stoffe: Substratcharakterisierung, Probenahme, Stoffdatenerhebung, Gärversuche, 132 pp.
- Weiland, P., 2010. Biogas production: current state and perspectives. *Applied microbiology and biotechnology* 85, 849-860. <https://doi.org/10.1007/s00253-009-2246-7>.
- Wirth, B., Krebs, M., Andert, J., 2015. Anaerobic degradation of increased phenol concentrations in batch assays. *Environmental science and pollution research international* 22, 19048-19059. <https://doi.org/10.1007/s11356-015-5100-8>.

- Wirth, B., Mumme, J., 2013. Anaerobic Digestion of Waste Water from Hydrothermal Carbonization of Corn Silage. *Applied Bioenergy* 1. <https://doi.org/10.2478/apbi-2013-0001>.
- Wirth, B., Reza, T., Mumme, J., 2015. Influence of digestion temperature and organic loading rate on the continuous anaerobic treatment of process liquor from hydrothermal carbonization of sewage sludge. *Bioresource technology* 198, 215–222. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2015.09.022>.
- Zhang, Z., Zongyuan, Z., Shen, B., Liu, L., 2019. Insight into biochar and hydrochar production and applications: A review. *Energy* 171, 581–598.

Kontakt

Dr. Ruth Gebauer, Wissenschaftliche Mitarbeiterin

Universität Rostock, Professur Abfall- und Stoffstromwirtschaft

✉ ruth.gebauer@uni-rostock.de

COASTAL Biogas – Utilization of seaweed (*Zostera marina*) as co-substrate in anaerobic digestion

Abstract: In Mecklenburg-Western Pomerania, more than 300 km of beaches used for tourism are cleaned of washed-up seaweed. This is mainly done for aesthetic reasons in the main tourist season between April and October (Aldag 2018). Due to harvesting, transport, storage and disposal, beach cleaning represents a large investment for municipalities. Therefore, energy recovery offers the opportunity to refinance costs incurred for beach cleaning. In addition, use of the digestate as fertilizer in agriculture is a valuable addition to efforts to reduce eutrophication in the Baltic Sea. To demonstrate the suitability of seaweed as a co-substrate in anaerobic digestion, using *Zostera marina* as an example, a 28-day CSTR (continuous-stirred tank reactor) semi-continuous digestion trial was conducted. The specific biogas yields were determined in comparison to corn silage. In addition, it was investigated whether there are differences between fresh and stored seaweed. The results show that seaweed is suitable for the utilization in anaerobic digestion in accordance with legal requirements. There are also differences with regard to the quality of the substrate used.

Zusammenfassung: In Mecklenburg-Vorpommern werden über 300 km touristisch genutzter Strände von angespültem Seegras gereinigt. Dies geschieht überwiegend aus Gründen der Ästhetik in der Hauptreisezeit zwischen April und Oktober (Aldag 2018). Durch Ernte, Transport, Lagerung und Entsorgung stellt die Strandreinigung eine große Investition für Kommunen dar. Die energetische Verwertung bietet daher die Möglichkeit anfallende Kosten für die Strandreinigung zu refinanzieren. Zudem ist die Nutzung der Gärrückstände als Dünger in der Landwirtschaft eine wertvolle Ergänzung zu den Bemühungen zur Minderung der Eutrophierung in der Ostsee. Um die Eignung von Seegras als Co-Substrat in der anaeroben Vergärung, am Beispiel von *Zostera marina*, nachzuweisen, wurde ein 28-tägiger CSTR-semikontinuierlicher Gärversuch durchgeführt. Es wurden die spezifischen Biogaserträge im Vergleich zu Mais-Silage ermittelt. Darüber hinaus wurde untersucht, ob es Unterschiede zwischen frischem und gelagertem Seegras gibt. Die Ergebnisse zeigen, dass Seegras zur energetischen Verwertung als Co-Substrat in der anaeroben Vergärung gemäß gesetzlichen Grundlagen geeignet ist. Es ergeben sich zudem Unterschiede im Hinblick auf die Qualität des eingesetzten Substrates.

Introduction

According to Boström et al. (2014), approximately 155 km² of the German Baltic Sea coast are colonized by seaweed meadows. They are providing a lot of services for the ecosystem. Their roots serve as natural erosion protection for the sediment. They have a high importance as a food and breeding habitat and can absorb excess nutrients (Schubert et al. 2015). The seaweed meadows of the German Baltic Sea coast are populated mainly by *Zostera marina* (Boström et al. 2014). At

the end of a vegetation period, dead and torn-off plant components flushed to the coasts by wind and flow-induced hydrodynamic processes (Grave & Möller 1982). The amount of seaweed washed on shore depends highly on location and exposure of the beaches as well as acute weather events (Ptacnikova 2013). In Mecklenburg-Western Pomerania, an estimated 17,500 tons land on touristic beaches each year (State parliament of Mecklenburg-Western Pomerania 2017, Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus 2019). Traditionally, intensively used bathing beaches are cleaned of beach wrack, as the majority of bathing tourists and inhabitants prefer a clean and white beach. Municipalities spend big financial efforts for harvesting, transport, storage and disposing the material.

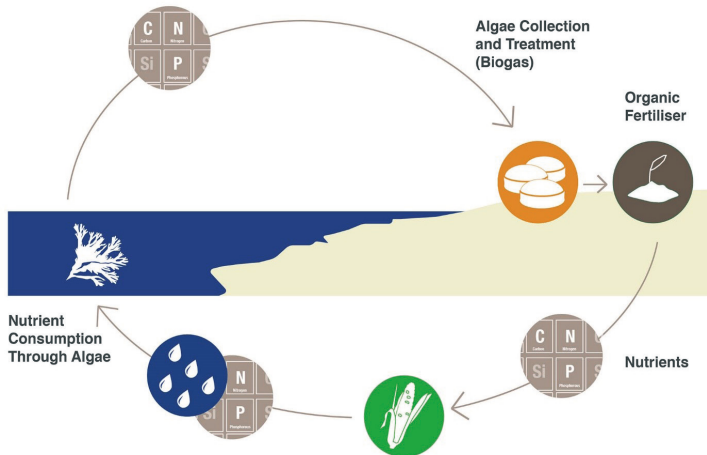


Fig. 1: Closed nutrient cycle by using seaweed Source: COASTAL Biogas

Within the project "COASTAL Biogas" (STHB.02.02.00-DE-0129/17) the Department of Waste and Resource Management in Rostock investigates the possibilities for commercial utilization of washed-up seaweed at the Baltic Sea coast. The focus of this research is the energetic utilization as co-substrate in anaerobic digestion. The resulting digestates are used as fertilizer on agricultural land. By establishing this value chain from washed-up seaweed, this project aims to combat eutrophication in the Baltic Sea and relieve the financial burden on beach cleaning (Fig. 1). In the past few years, the commercial utilization of seaweed has become an increasingly important economically and ecologically issue. In addition to the decentralized occurrence and the discontinuous availability of the material, the properties of the substrate are the most important criterion for utilization. These can differ widely in space and time. The objective of the study was to prove the suitability of seaweed as a co-substrate in anaerobic digestion. Using *Zostera marina* as example, various analyses of the substrate were made as well as a 28-day CSTR trial in lab scale. Additionally, the possible influence of storage time on substrate quality was investigated.

Study area and sampling

We did a single sampling on 09.03.2020 after a storm event in Klein Strömkendorf, a beach section on the Baltic Sea coast of Mecklenburg-Western Pomerania (Fig. 2). Klein Strömkendorf is located in the west of the state near Pepelow, a popular destination for tourists and locals. The selected beach section is a bit aside from the tourist beaches. In this coastal section, beach and shore are narrow but strongly structured partly by stones. There is also a cliff. The terrain changes constantly by flood events to a more or less extent.



Fig. 2: Study area: Beach of Klein Strömkendorf

Approximately 100 kg fresh matter of seaweed was collected. The sample consisted completely of *Zostera marina* (Fig. 3). We washed the sample and cleaned it of impurities (sand, shells, etc.). The sample was divided into two batches. One sample was fresh frozen. The second sample was stored for 60 days under realistic conditions. The storage unit was not covered but drained. Leachate/rainwater could run off but was not collected separately. In addition to seaweed, corn silage was obtained as a comparative substrate from a nearby biogas plant for the experiments.



Fig. 3: Fresh substrate (on the beach and washed): *Zostera marina*

Subsequently, the substrates were subjected to an input analysis in the course of the trial preparation. Total solids (TS) and volatile solids (VS) were determined as well as as well as XF, ADF and NDF.

Tab. 1: Results input analysis

Substrate	TS	VS	XF	ADF	NDF
Unit	%	%	% VS	% VS	% VS
Corn Silage	30.8	29.7	-	-	-
<i>Zostera marina</i> (fresh)	10.6	8.4	35.1	32.8	41.5
<i>Zostera marina</i> (stored)	74.9	55.6	30.4	30.6	36.9

Methodology

The study investigates the energetic utilization of seaweed (*Zostera marina*) from beach cleaning measures as Co-substrate in anaerobic digestion. The investigations were carried out in the laboratory of the Department of Waste and Resource Management at the University of Rostock. The main focus lies on the examination of the specific biogas yield of seaweed concerning the energy recovery in co-digestion with corn silage as well as the suitability of digestates as fertilizer in agriculture.

Semi-continuous fermentation experiment

A CSTR with a total volume of 20 L and a working volume of 10 L was used for the semi-continuous fermentation experiment (Fig. 4). The individual fermenters are equipped with a variable speed agitator with adjustable intervals. The motor of the stirrer was placed below the reactor. The process temperature was adjusted to 38 °C using a heater and a thermostat. The reactor has a feeding tube extending from the top to below the filling level. The biogas quantity is measured and continuously recorded with drum gas meters. Biogas production, temperature and air pressure were recorded by a data logger.

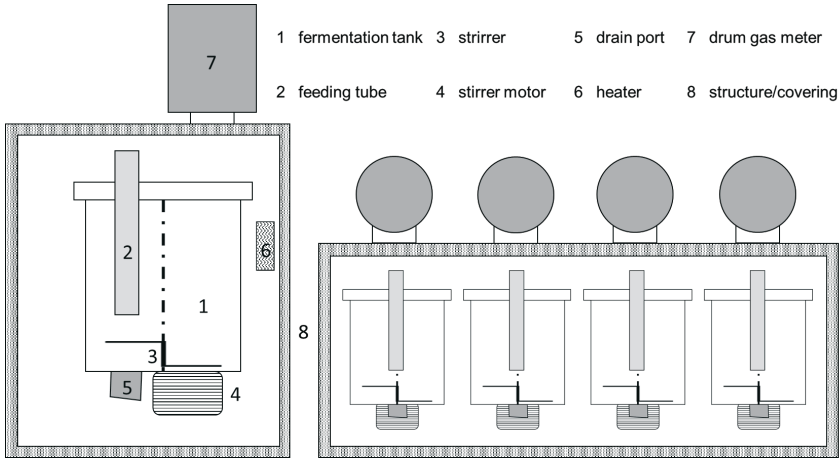


Fig. 4: Schematic of a used tank reactor from the side and front

In addition to seaweed, corn silage was also investigated as a comparative substrate in mono-digestion. In addition, both substrates were investigated together in different mixing ratios in co-digestion. The inoculum used was digested sludge from the wastewater treatment plant in Rostock with a TS content of 2.9 % and an VS content of 1.4 %. Three fermenter groups were operated for 28 days. One group was operated for mono-digestion of corn silage over 28 days. The second group was operated with 90 % corn silage and 10 % fresh seaweed. The third group was operated with 90 % corn silage and 10 % stored seaweed. An organic loading rate (OLR) of 2.02 kgVS/(m³*d) was adjusted for the experimental setup. The amounts for feeding were calculated and prepared accordingly. The substrate was supplied to the fermenters once a day, 5 days a week. An adjusted, distributed feeding was chosen according to the recommendation in Lincke and Schwarz (2013), where Monday is given 160 %, Tuesday and Wednesday each 80 %, and Thursday and Friday each 90 % of the mean feeding amount of 20 g VS per day. The weekly feeding was consequently 100 g VS. This amount was kept for the entire duration of the experiment.

Tab. 2: Experimental set-up

	Group 1	Group 2	Group 3
Substrate	100 % corn silage	10 % fresh seaweed	10 % stored seaweed
Duration	28 days	28 days	28 days
FM/week	336.50 g	362.20g	310 g

Samples of digestate were taken once a week via the feeding tube at the top of the reactor. Samples of digestates were analyzed directly after sampling. TS and VS were measured in the original samples (as mixed sample for the whole group) without pre-treatment. Additionally, one sample of each reactor sample was centrifuged for 30 min at 20.000 rpm. Volatile Organic Acids Content (FOS) and Buffer Capacity (TAC) were determined (titration) for each individual fermenter. Three times a week samples of biogas were taken, and its biogas composition (methane, CO₂, and O₂ percentages) was determined with a multi-gas measuring device of the type Visit 03 (Messtechnik Eheim GmbH). A gas sample from a reactor was used as the calibration gas before. The evaluation was carried out on a weekly basis. For this purpose, all measurement data from Monday 0:00 to Sunday 23:59 were combined into a measurement block and evaluated.

Results

Table 3 summarizes the cumulative biogas and methane yield over the entire duration of the experiment. Group 1 and group 2 show the highest values.

Tab 3: Cumulative biogas and methane yields in l(n)/kg VS

	Group 1	Group 2	Group 3
Substrate	100 % corn silage	10 % fresh seaweed	10 % stored seaweed
Biogas	262.3	253.2	237.1
Methan	129.5	125.5	114.1

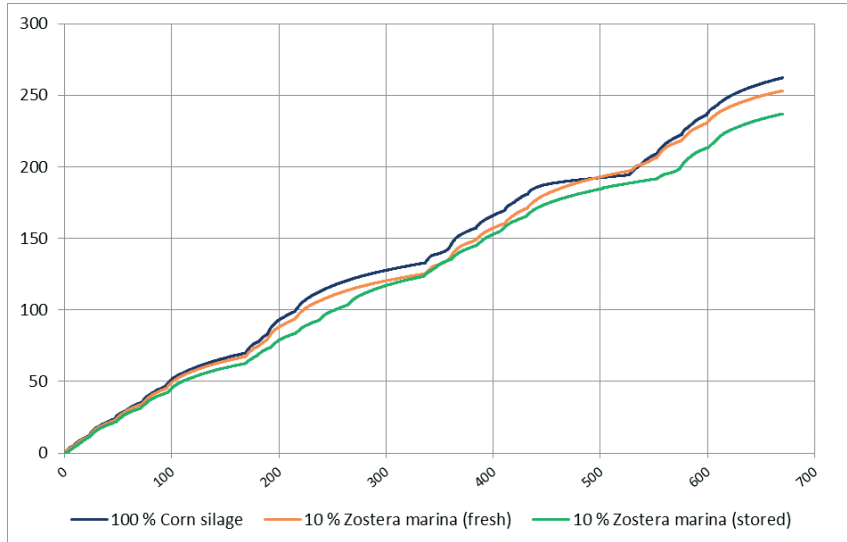


Fig 5: Cumulative biogas volume of corn silage and mixtures with *Zostera marina*

The cumulative biogas volume presented in Fig. 5 shows an overall very similar trend in all three groups. Nevertheless, the gas yield of group 1 is constantly the highest. Group 2 rarely differs from the values recorded. Only group 3 shows a visibly lower biogas yield over the trial period. This trend is also consistent in the determined values for the specific biogas and methane yields (Tab. 5). Group on with 100 % corn silage has the highest biogas and methane yield. The mixture with 10 % fresh matter of *Zostera marina* hardly differs from it. Group 3 with 10 % stored matter of *Zostera marina* has the lowest yields of biogas and methane.

Tab 4: Specific biogas and methane yield of corn silage and mixtures with *Zostera marina* in l(n)/g VS

	Group 1	Group 2	Group 3
Substrate	100 % corn silage	10 % fresh seaweed	10 % stored seaweed
Biogas	0.656	0.633	0.593
Methan	0.324	0.314	0.285

In relation to used dry matter from stored *Zostera marina*, a specific biogas yield of 0.290 l(n)/g VS and a methane yield of 0.139 l(n)/g VS were calculated, which would comply to the use of the substrate in mono-digestion. For fresh *Zostera marina*, no corresponding value could be determined with the applied calculation approach, because the VS used in the mixture was too low. The average methane content was 49.4 % in group 1, 49.5 % in group 2 and 48,1 % in group 3. In order to be able, evaluate the collected data according to the specific methane yield, the following table shows comparative values of selected aquatic substrates in anaerobic digestion from the literature.

Tab. 5: Comparative values of selected substrates in anaerobic digestion

Substrate	Methane Yield
unit	m ³ /t VS
Seaweed (unspecific) ¹	211
<i>Zostera marina</i> ²	100
Macroalgae (February) ³	125
Macroalgae (April/May) ³	200
<i>Fucus vesiculosus</i> ³	442
<i>Palmaria palmata</i> ³	453
Corn silage ⁴	370

¹ Fredenslund et al. (2011)

² Tyge Kjaer (2019)

³ COASTAL Biogas Report 3.3 (2020)

⁴ Deutscher Verband für Landschaftspflege e.V. (2014)

The following table summarizes the results of the digestate analysis. The FOS/TAC values are overall within the standard conditions. Moreover, there are no noticeable differences. The collected data on TS, VS appear uniform and not with increased dry matter in relation to the initial inoculum.

Tab. 6: Results of the digestate analysis

Group	FOS/TAC	pH
I 100 % corn silage	0.194	7.83
II 10 % fresh seaweed	0.197	7.88
III 10 % stored seaweed	0.201	7.89

Value creation from seaweed through energy use in biogas plants also includes the utilization of the digestate. The elemental composition is essential for this, especially with regard to macronutrients and heavy metals. For the digestate from group 1 and group 2 as well as the original substrates corn silage and fresh *Zostera marina*, the following tables 7 and 8 show the contents of C, N, P and the heavy metals Cd, Mn and Pb.

Tab. 7: Contents of Macronutrients C, N, P

Unit	C % VS	N g/kg VS	P g/kg VS
Digestate 100 % Corn silage	36.2	28.4	10.8
Digestate 10 % <i>Zostera marina</i> (fresh)	36.1	28.8	9.4
OS <i>Zostera marina</i> (fresh)	35.5	17.1	1.2
OS Corn silage	43.9	14.3	2.5

Tab.8: Contents of heavy metals Cd, Mn, Pb

Unit	Cd mg/kg VS	Mn mg/kg VS	Pb mg/kg VS
Digestate 100 % Corn silage	0.22	250	0.89
Digestate 10 % <i>Zostera marina</i> (fresh)	0.24	229	1.08
OS <i>Zostera marina</i> (fresh)	0.51	254	1.90
OS Corn silage	0.03	20	0.17

Discussion

The material use of seaweeds has a long history in the Baltic Sea region, both as a building material and as a fertilizer (Aldag 2018). The energetic use of seaweed as a co-substrate in biogas plants is becoming increasingly important, especially in Scandinavia. In comparison to conventional energy crops, water plants are not standing in a competition to animal feed or food. In addition to quantity and quality as well as the economic efficiency of the management concepts the utilization depends also on political hurdles (Buschmann et al. 2017). Washed up seaweed is declared in the European Waste List under waste code number 20 02 01 (biodegradable waste) and is considered as vegetable waste from a source other than households. It belongs therefore to the municipal waste and has to be disposed/recycled under consideration of waste law aspects. The field of waste law application is opened at the moment when the biomass is collected after beach cleaning for further management (Landtag Mecklenburg-Vorpommern 2017). If the biomass and its products is used as a fertilizer the limit values for nutrients heavy metals must be complied. A verification procedure must be carried out for this purpose. In addition, the provisions of the Fertilizer Ordinance (DüMV) and the Fertilizer Ordinance (DüV) must be taken into account (Aldag 2018).

The amount and composition of washed up seagrass varies spatially and temporally. In this study, *Zostera marina* is evaluated as a representative of the seaweed resources in the Baltic Sea with regard to its suitability for fermentation as a co-substrate in biogas plants. Pure occurrences of *Zostera marina* are possible after certain weather events (Boström et al. 2014). Furthermore, the quality of the biomass strongly depends on the age of the plant fragments and the residence time on the beach as well as pre-treatment. In this study, freshly harvested and stored substrate were considered in 10% mixtures with corn silage. In

relation to the annual theoretical potential of seaweed in Mecklenburg-Western Pomerania (Foth et al. 2020), this proportion seems realistic.

The results of the biogas trials in place well in the selection of comparative values from the literature in terms of the determined cumulative volumes used substrates in mono-digestion as well as in co-digestion. Overall, the yields obtained from the mixtures rarely differed from those of the control group with 100% corn silage. Nevertheless, higher yields seem to be generated from the fresh substrate than from the stored substrate. Also, the measured methane contents are lower when using stored substrate compared to corn silage and the mixture with 10% fresh seaweed. In this context, Prof. Dr. Jens Born from the Competence Center Biomass Utilization of the Flensburg University of Applied Sciences explains in his presentation about disposal and utilization options of beach wrack the influence of storage on specific biogas yields. Storage losses due to decomposition processes as well as emission of potent leachate and washing out of the substrate by precipitation have a negative effect. Therefore, to increase yields from stored seaweed, covered storage of biomass in tunnels in combination with collection of the leachate and subsequent fermentation in the biogas process (Born 2014) is recommend. Since in this study the storage took place without roofing and the collection of leachate unfortunately, no concrete statements can be made in this regard. However, the experimental results show both, the variation of differently treated substrates and respectively the suitability of *Zostera marina* as Co-Substrate in anaerobic digestion. The Results of the input analysis show anyway, that stored material has lower percentages of XF, ADF und NDF. The VS content is also much higher. This is related to ensiling processes during storage, which increases digestibility and biogas yield of fiber-containing and lignocellulosic substrates (Gallegos et al. 2018). ADF for example is a measure of the plant components in forages that are the least digestible by livestock, including cellulose and lignin. According to feed analysis, high values mean poorer conversion. Since fresh seaweed has a higher proportion of ADF, it seems to be generally more difficult to decompose.

The elemental analysis shows no critical loads with concern to the initial substrate. However, the elemental composition can vary strongly not only in time (COASTAL Biogas Report 3.2) but also in space. This is shown by collected data from spring 2020. We made a one site sampling from 13 different locations along the Baltic Sea Coast of Mecklenburg-Western Pomerania (Fig. 6), 7 in April, 6 in May, after Storm events. We concentrate our sampling also on the species *Zostera marina*. The focus of investigation was on important elements for plant growing like macronutrient and alkali metals as well as impurities like heavy metals. Most of the lab test were made in external laboratories.

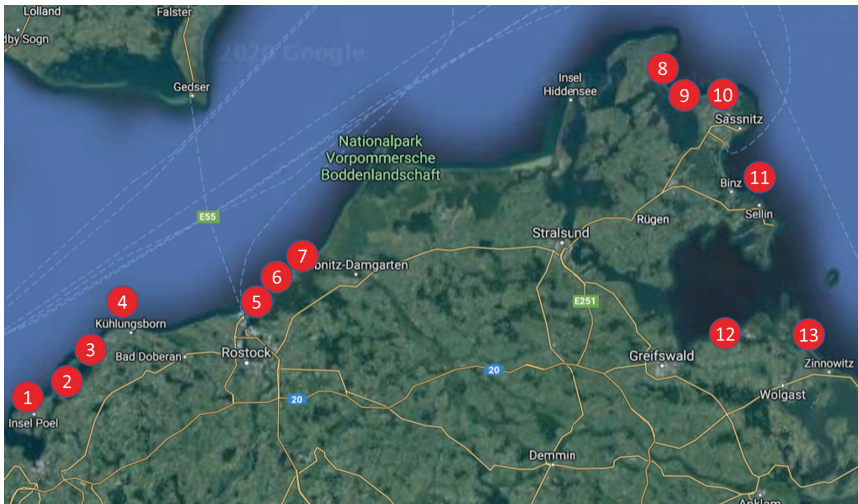


Fig. 6: Investigation area of elemental analysis

Tab. 9: Contents of the macronutrients C, N, P and the heavy metals Cd, Mn and Pb

	C	N	P	Cd	Mn	Pb
Unit	% VS	g/kg VS	g/kg VS	mg/kg VS	mg/kg VS	mg/kg VS
1	33.4	23.8	1.9	0.73	111	0.8
2	35.5	17.1	1.2	0.51	253	1.9
3	39.9	31.5	4	0.68	685	1.9
4	38.7	24.3	1.9	1.6	240	1.5
5	39.6	22.4	1.5	1.7	498	1.3
6	32.7	20.3	1.5	1.2	247	5.1
7	34.1	20.9	1.1	0.6	246	2.6
8	37.1	23.7	2.5	1.5	210	1.2
9	31.5	20.7	1.4	1.9	254	2.2
10	35.1	21.3	1.9	2	409	3.79
11	38	21.1	2.8	1.1	211	0.7
12	37.7	22.6	2.3	1.3	473	3.18
13	34	23.6	2.4	1.4	340	1.7
Grenzwert e ¹	-	-	-	1.5	200	150

¹ Düngemittelverordnung (DüMV)

Some samples are over the limit values of Cadmium and Manganese but not in general. And the results from the digestate analysis show that the addition of 10 % *Zostera marina* to the digested mixture has no significant negative effect on the elemental composition of the digestate in terms of limit values for nutrients and heavy metals. The digestate produced in this experiment is suitable for utilization on agricultural land.

Conclusion

This study proves the suitability of *Zostera marina* as a co-substrate in biogas plants as well as the suitability of the digestate on agricultural land. Consequently, this study follows the assessments of the literature (Ministry of Economy, Labor and Tourism 2009). The yields depend on the seasonal differentiation of the substrate in quantity and composition as well as the treatment of the substrate (Born 2014). In order to make more precise statements on spatial and temporal variations in species composition, substance accumulation, etc. concerning to the utilization potential further studies are necessary.

The technical literature as well as authorities provide recommendations for pre-treatment, utilization as well as legal frameworks (Ministry of Economy, Labor and Health 2018). However, transportation and disposal are a financial burden on municipalities. And since the potential profit from anaerobic digestion do not flow back into the expenses for beach cleaning, it is a difficult substrate for the disposer. In addition, there is too little networking among stakeholders and too few specific support programs from decision makers with concrete solution strategies. Consequently, with the exception of a few committed municipalities that are willing to work together with other partners on the recycling of seaweed, no area-wide value creation takes place. Seaweed processing must fit into a sensible disposal concept by considering anaerobic digestion as a process to reduce biological load and reduce disposal costs (Born 2014). If the washed-up seaweed is not collected and recycled, the contained nutrients are released back to the Baltic sea (Lybaek 2014). The establishment of a value chain provides therefore a valuable addition to the reduction of eutrophication in the Baltic Sea and for the circular bioeconomy in Mecklenburg-Western Pomerania.

References

- Aldag, S. (2018): Ökologische Aspekte der stofflichen Verwertung von Seegrass, Rostock
- Born, J. (2014): Treibselentsorgung und –verwertungsmöglichkeiten, Referat
- Boström et al. (2014): Distribution, structure and function of Nordic eelgrass (*Zostera marina*) ecosystems: implications for coastal management and conservation
- Buschmann et al. (2017): Seaweed production: overview of the global state of exploitation, farming and emerging research activity
- COASTAL Biogas Report 3.2 (2020): A report on operating biogas facilities utilising anaerobic digestion of cast seaweed
- COASTAL Biogas Report 3.3 (2020): Report on potential of cast seaweed and policy frameworks in South Baltic Sea area
- Deutscher Verband für Landschaftspflege e.V. (2014): Vom Landschaftspflegematerial zum Biogas – ein Beratungsordner
- DüMV (2012): Verordnung über das Inverkehrbringen von Düngemitteln, Bodenhilfsstoffen, Kultursubstraten und Pflanzenhilfsmitteln (Düngemittelverordnung - DüMV)

- Fredenslund, A. M., Christensen, T. B., Kjær, T., Danielsen, S., Møller, H. B., Kjær, L. L., & Fafner, K. (2011): Utilization of cast seaweed and waste from pectin production for anaerobic digestion. In Proceedings Sardinia 2011, Thirteenth International Waste Management and Landfill Symposium Sardinia 2011 Proceedings – Thirteenth International Waste Management and Landfill Symposium
- Foth, S., Schüch, A., Nelles, M. (2020) : COASTAL Biogas – Energetische Verwertung von Seegras als Co-Substrat in der anaeroben Vergärung
- Gallegos, D., Wedwitschka, H., Moeller, L., Weinrich, S., Zehnsdorf, A., Nelles, M., Stinner, W. (2018): Mixed silage of Elodea and wheat straw as a substrate for energy production in anaerobic digestion plants, Energy, Sustainability and Society
- GRAVE, H., MÖLLER, H. (1982): Quantifizierung des pflanzlichen Strandanwurfs an der westdeutschen Ostseeküste
- Kjaer, Tyge (2019): Experiences from Solrød Biogas A/S, at the first COASTAL Biogas conference on in Malmö, Sweden
- Landtag Mecklenburg-Vorpommern, Wahlperiode 7, Drucksache 7/191, (13.02.2017): Kleine Anfrage des Abgeordneten Dr. Wolfgang Weiß, Fraktion DIE LINKE, Entsorgung oder Verwertung von Seegras und anderem Treibgut. (<http://www.dokumentation.landtagmv.de/Parldok/dokument/38809/entsorgung-oder-verwertung-von-seegras-und-anderemstrandgut.pdf>) [11-08-2019]
- Lincke & Schwarz (2013): Kontinuierliche Vergärungsversuche in Liebetrau, in Pfeiffer, Thrän (Hrsg.) (2013): Messmethodensammlung Biogas
- Lybæk, R. (2014): Development, Operation, and Future Prospects for Implementing Biogas Plants: The Case of Denmark, in Use, Operation and Maintenance of Renewable Energy Systems: Experiences and Future Approaches, M. A. Sanz-Bobi, Ed. Cham: Springer International Publishing, 2014, pp. 111-144.
- Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Gesundheit (2018): Vollzugshinweise zur „Direkten Verwertung“ von Treibsel als Abfall auf landwirtschaftlichen Flächen in Mecklenburg-Vorpommern, Schwerin
- Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus (2009): Energie aus Abfall in Mecklenburg-Vorpommern, Schwerin
- Ptacnikova, R. (2013): Coastal marine biomass-to-energy potential in Lower Saxony
- Schubert et al. (2015): Mapping and modeling eelgrass *Zostera marina* distribution in the western Baltic Sea

The contents of this publication are the sole responsibility of the author and can in no way be taken to reflect the views of the European Union, the Managing Authority or the Joint Secretariat of the Interreg South Baltic Programme 2014-2020. COASTAL Biogas project is funded by:

Contact



European
Regional
Development
Fund

Sebastian Foth

Rostock University, Department of Waste and Resource Management

☎ +49 (0)381.498-3405 | ✉ sebastian.foth2@uni-rostock.de

🌐 www.auf.uni-rostock.de/professuren/a-g/abfall-und-stoffstromwirtschaft/

15. ROSTOCKER BIOENERGIEFORUM

UNSERE FÖRDERER

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Ernährung
und Landwirtschaft



Fachagentur Nachhaltige Rohstoffe e.V.

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



VRD STIFTUNG
FÜR ERNEUERBARE
ENERGIEN



SCHAUMANN
BioENERGY



VRD STIFTUNG
FÜR ERNEUERBARE
ENERGIEN

Abenteuer Energie



**Kinderbuch
„Die kleine Renn-
maus und ihr
Zauberhaus“**

- mit Hörbuch- und Lieder-CD
- 2014 ausgezeichnet mit dem Kinder-Medienpreis „Der weiße Elefant“
- über den Buchhandel beziehbar
- ermöglicht ca. drei- bis achtjährigen Kindern einen emotionalen Zugang zum Thema „erneuerbare Energie“



36 Seiten, DIN A4,
Hörbuch-CD 28 Minuten Spieldauer
ISBN-Nummer: 978-3-9816231-0-9
Preis: 12,99 €

*Komplette Überarbeitung 2017 (3. Auflage):
Gabriele Hoffmann, Diplom-Pädagogin
Sprecherin auf der CD: Viktoria Brams
Lieder und CD-Produktion: Karen Kassulat*



Interaktive Lesung

Buchen Sie eine **interaktive Lesung** mit Buch, Gesang, Handpuppe und kleinen Experimenten. Die Kinder überlegen gemeinsam, was „Energie“ eigentlich ist. Sie erleben den vielfältigen Einfluss, den Energie auf uns hat und was man mit erneuerbarem Strom machen kann. Auch Lieder und Bastelaktionen werden in die Veranstaltung integriert.



Kontakt:
**www.
leseratten
service.de**

Maria Breuer hat Theaterwissenschaften studiert, ist Autorin und Regisseurin. Sie entwickelt naturwissenschaftliche Theaterstücke für Kinder u. a. für staatliche Stellen und die Forschungsstation, Klaus-Tschira-Kompetenzzentrum für naturwissenschaftliche Bildung.





VRD STIFTUNG
FÜR ERNEUERBARE
ENERGIEN

Klimaschutz und Biomasse durch Agroforst- wirtschaft



Vorteile

- Klimaschutz: CO₂-Bindung durch Gehölze und Humusaufbau
- Klimawandel-Anpassung durch Wind-, Verdunstungs- und Erosionsschutz
- Hoher Biomassezuwachs
- Ertragszuwachs durch Mischkultursystem
- Grundwasserschutz durch Nährstoffbindung tiefer Baumwurzeln
- Förderung der Biodiversität
- Aufbau der Bodenfruchtbarkeit (Humus)
- Ästhetische Aufwertung der Landschaft (Erholung und Tourismus)



In Kooperation mit der



www.vrd-stiftung.org

15. ROSTOCKER BIOENERGIEFORUM

UNSERE KOOPERATIONSPARTNER



Institut für Biogas
Kreislaufwirtschaft & Energie
Prof. Dr.-Ing. Frank Scholwin



Bauernverband
Mecklenburg-Vorpommern



Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.



ANS

Arbeitskreis zur Nutzung von
Sekundärrohstoffen und für Klimaschutz e.V.



Staatliches Amt
für Landwirtschaft und Umwelt



**RESSOURCEN
NEU
DENKEN.**



Innovations- und Bildungszentrum
Hohen Luckow e.V.



BUNDESVERBAND
Bioenergie e.V.



Industrie- und Handelskammer
zu Rostock



Der Bundesverband Bioenergie e.V. (BBE) ist der Dachverband der Bioenergie.

Er wurde in 1998 gegründet, um der Vielfalt der Bioenergie mit all ihren Erscheinungsformen und Technologiepfaden im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor eine wirksame Vertretung in Politik und Gesellschaft zu verleihen. Zu den Stärken des BBE zählen die Einbindung spezialisierter Branchenverbände und Unternehmen zu einem starken Netzwerk. Im BBE treffen sich die Experten und Entscheidungsträger, um politische und ökonomische Rahmenbedingungen zu analysieren und eine starke Position für die Branche zu vertreten. Der BBE gestaltet so einen ganzheitlichen Auftritt der Bioenergie und fördert den Austausch zwischen Bioenergie, Politik und Gesellschaft. Gestalten Sie daher im BBE die Zukunft des Bioenergiemarktes auf nationaler und europäischer Ebene mit und profitieren Sie von dem BBE-Experten-Netzwerk sowie den BBE-Verbandsdienstleistungen! Pragmatische Lösungen und nachhaltige Antworten erarbeiten und vermitteln die für Mitglieder offenstehenden Arbeitsgruppen und Ausschüsse des BBE, um der Politik, Wirtschaft und Wissenschaft verlässliche Handlungsempfehlungen für ein erneuerbares klimafreundliches und sicheres Energiesystem der Zukunft präsentieren zu können.

Durch seine etablierten Kongress- und Veranstaltungsformate bietet der BBE seinen Mitgliedern ein Forum, sich Kunden und Entscheidungsträgern zu präsentieren sowie attraktive Geschäftsmodelle und Innovationen näher zu bringen. Die Einbindung von Branchenverbänden und Marktakteuren in die Programmgestaltung gewährleistet dabei Praxisnähe sowie eine hohe fachliche Relevanz. Dadurch wird es den Teilnehmern ermöglicht, sich sicher im rechtlichen und wirtschaftlichen Umfeld der Bioenergie bewegen zu können.

Die Projekte des BBE ermöglichen eine direkte Beteiligung von Mitgliedern an konkreten Vorhaben auf deutscher und europäischer Ebene, um Geschäftsmodelle weiterzuentwickeln und das eigene Netzwerk kontinuierlich auszubauen. Regelmäßige Mitglieder-Newsletter garantieren aktuelle Informationen zur Bioenergie aus den Bereichen Wirtschaft, Politik und Wissenschaft.

Werden Sie Mitglied im BBE!

Tragen daher auch Sie zu einer kontinuierlichen Weiterentwicklung des Bioenergiemarktes in Deutschland bei und unterstützen Sie mit Ihrer Mitgliedschaft und Mitarbeit den BBE. Denn nur zusammen erreichen wir unser gemeinsames Ziel: Mehr Marktanteile für die Bioenergie und den Auf- und Ausbau einer nachhaltigen Energiewirtschaft. Werden Sie Mitglied im BBE. Wir bieten unseren Mitgliedern folgende Vorteile:

- Politische Interessensvertretung und offensive Gestaltung der politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen auf nationaler und europäischer Ebene (der BBE ist deutsches Mitglied im Europäischen Biomasseverband (AEBIOM)),
- aktive Mitgestaltungsmöglichkeit unserer Verbandsarbeit in unseren Fachausschüssen zur festen, flüssigen und gasförmigen Bioenergie,
- regelmäßige topaktuelle Marktnews per BBE-Mitglieder-E-Mail,
- Öffentlichkeitsarbeit und Vertretung unserer Mitgliederinteressen auf Messen, Kongressen sowie Fachtagungen, mit Vorträgen und Publikationen,
- vergünstigte Teilnahmebedingungen zu den BBE-Veranstaltungen (z.B. Parlamentarische Abende und Parlamentarische Frühstücke, Kongresse, Fachtagungen etc.),
- Präsentationsmöglichkeiten über Vorträge und Infostände auf den BBE-Veranstaltungen.

Weitere Informationen, die Vereinssatzung und Beitrittsunterlagen erhalten Sie unter www.bioenergie.de



**DG
AW**

**RESSOURCEN
NEU
DENKEN.**

**Deutsche Gesellschaft für
Abfallwirtschaft e.V.**



Plattform für Produktverantwortung und Ressourcenschonung

DGAW – Ihr Kompetenz-Netzwerk

- Experten der Kreislauf- und Ressourcenwirtschaft
- Arbeitskreise zu aktuellen Schwerpunktthemen
- Austausch zwischen den Akteuren
- Positionspapiere, Stellungnahmen, Pressemitteilungen
- Partner der Weltleitmesse IFAT
- Fachveranstaltungen und Expertengespräche
- Wissenschaftskongress „Abfall- und Ressourcenwirtschaft“
- Kooperation mit allen wichtigen Verbänden und Initiativen

www.dgaw.de

Über uns

In der Branche gilt die **DGAW** seit langem als unabhängiger Ansprechpartner für Industrie und Politik. Unsere Stärke liegt in der sachlichen konsensualen Meinungsbildung. Wir streiten nicht für Einzelinteressen, sondern wirken verantwortungsbewusst für die Zukunft unserer Branche.

Die **DGAW** bietet Ihnen eine Plattform für eine interdisziplinäre Zusammenarbeit mit offenem Erfahrungsaustausch an.

Unsere über 450 Mitglieder sind Entscheidungsträger aus allen Bereichen der Abfall- und Ressourcenwirtschaft, aus Industrie und Gewerbe, Anlagen- und Maschinenbau, Ingenieurwesen, Wissenschaft, öffentlicher Verwaltung, Politik und Anwaltschaft.

Wir bieten branchenverbandsunabhängige, sachorientierte Informationen, Diskussionen und Stellungnahmen, die oft weit über die Beschäftigung mit reinen Abfall- und Recyclingfragen hinausgehen.

Unsere Mission ...

Wir verstehen uns als größte Experten-NGO der Kreislaufwirtschaft.

Wir schaffen Verbindungen und sind unabhängiger und kompetenter Partner für Produzenten, Entsorger, Politik, Wissenschaft und Gesellschaft.

Wir sind Vordenker und Impulsgeber für die zukünftige Circular Economy.

Wir werden als „Stimme der Vernunft“ wahrgenommen.

Markt, Produktverantwortung, aktuelle Gesetzgebung und Recycling sind unsere zentralen Themen.

Wir sehen die Produkte von heute als Ressourcen für morgen.

Wir regen zum Meinungsaustausch unterschiedlicher Sachthemen an, um eigene Positionen zu reflektieren.

Wir unterstützen den nationalen und internationalen Wissenstransfer.

T 030.84 59 14 77
info@dgaw.de

Nieritzweg 23
14165 Berlin

ENVERO GmbH

Das Unternehmen ist eine Ausgründung der Universität Rostock und hat im Sommer 2008 die Arbeit aufgenommen. Die ENVERO GmbH, mit Sitz in Rostock, agiert als unabhängiges und international tätiges Ingenieurbüro an der Schnittstelle zwischen Wissenschaft und Wirtschaft. Das Beraterteam der ENVERO GmbH weist langjährige Erfahrungen im internationalen Wissens- und Technologietransfer aus. Hauptakteure und Gesellschafter der ENVERO GmbH sind Prof. Dr. Michael Nelles, Dr. Gert Morscheck und PD Dr. Abdallah Nassour vom Lehrstuhl für Abfall- und Stoffstromwirtschaft (ASW) der Universität Rostock.

Den Schwerpunkt der ENVERO GmbH im internationalen Wissens- und Technologietransfer bilden zahlreiche umwelt- und energietechnische Projekte mit deutschen und internationalen Partnern, bei denen das Ziel verfolgt wird, funktionierende Strukturen in den jeweiligen Ländern (Arabischer Raum und China) zu etablieren und in enger Kooperation mit dem Lehrstuhl ASW der Universität Rostock wissenschaftlich zu begleiten.

Das Leistungsspektrum der ENVERO GmbH umfasst:

- Beratung für Unternehmen bei der Markterschließung und -einführung
- Unterstützung bei Projektanbahnungen und -implementierungen
- Planung und Optimierung von abfall- und energietechnischen Anlagen
- Wissenschaftliche Begleitung von Projekten (Forschung, Entwicklung und Gutachtertätigkeit)
- Entwicklung angepasster Lösungen (Produkte und Verfahren) an die lokalen Gegebenheiten
- Aufbau und Pflege von internationalen Netzwerken
- Unterstützung bei der Konzeption und Einführung von Gesetzen und Verordnungen
- Beratung bei der Finanzierung von Umweltvorhaben
- Organisation und Durchführung von Aus- und Weiterbildungsprogrammen

ENVERO GmbH
Zur Mooskuhle 3
18059 Rostock
Germany

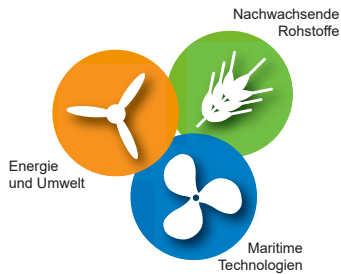
Fon +493814033895
Fax +493814033797
www.envero.eu
info@envero.eu

Deutsche Bank Rostock
BLZ 13070024
KTO 114243900
StNr. 079 10806097
Amtsgericht Rostock
HRB 10913

BIC (SWIFT)
DEUTDE33
IBAN DE93
1307 0024 0114243900

INNOVATIONS- UND BILDUNGSZENTRUM Hohen Luckow e.V.

Kompetenzzentrum Energie - Umwelt - Wirtschaft



Unsere Leistungen

- Forschung, Beratung und Dienstleistungen auf den Gebieten Energie, Umwelt und Wirtschaft
- Versuchslabore: Nachwachsende Rohstoffe und Energie
- Informations- und Weiterbildungsangebote
- Partnerschaft mit IBZ-Mitgliedsfirmen auf den genannten Kompetenzfeldern



Innovations- und Bildungszentrum
Hohen Luckow e.V.



www.ibz-hl.de

Kurzvorstellung IBZ Hohen Luckow e.V.

Das Innovations- und Bildungszentrum Hohen Luckow e.V. wurde 1992 gegründet. Das Ziel ist die Förderung von Wissenschaft, Innovation und Information auf dem **Gebiet Energie – Umwelt**. Die Arbeit konzentriert sich auf die Hauptgeschäftsfelder: Maritime Technologien, Wachsende Rohstoffe/ regenerative Energien und Nachhaltige Entwicklung. Das IBZ Hohen Luckow e.V. bündelt die Kompetenzen und Erfahrungen seiner Mitgliedsfirmen auf diesem Gebiet. Diese werden durch die Partner oder das IBZ Hohen Luckow e.V. in Forschungs- und Dienstleistungen, Produkten und Weiterbildungen angeboten. Folgende fachlichen Schwerpunkte des IBZ Hohen Luckow in Kooperation mit seinen Mitgliedsfirmen und Kooperationspartnern sind beispielhaft zu nennen:

- Technische Diagnostik und effektiver Betrieb von Energieanlagen (z.B. für Schiffsantriebe, Windenergie- und Biogasanlagenanlagen)
- Optimale Prozessführung und umweltgerechter Betrieb von technischen Anlagen
- Nutzung erneuerbarer Energien für regionale Inseln
- Energetische und stoffliche Nutzung nachwachsender Rohstoffe
- Weiterbildung auf dem Gebiet Energie und Umwelt

Kontakt:

Innovations- und Bildungszentrum Hohen Luckow e.V.
Bützower Str. 1a
18239 Hohen Luckow

Tel.: +(49) 38295 74 101

Fax: +(49) 38295 74 143

www.ibz-hl.de
ibz@ibz-hl.de

Das **Niedersachsen Netzwerk Nachwachsende Rohstoffe und Bioökonomie e. V.** unterstützt die Umsetzung biobasierter Produkte und innovativer Prozessketten im Sinne der Ressourceneffizienz, des Umwelt- und Klimaschutzes und einer nachhaltigen Landwirtschaft.

Wir setzen und ein für

Nachhaltigkeit

- Wertschöpfungskette vom Rohstoff zum Produkt
- neue Rohstoffpflanzen / Palludikulturen
- Ressourceneffizienz

Klimaschutz

- Bau- und Dämmstoffe aus nachwachsenden Rohstoffen / stoffliche Holznutzung
- dezentrale Energieversorgung / effiziente Wärme- und Stromnutzung
- Bioenergiesysteme

Innovation

- neue Materialien / Verbundwerkstoffe / Bionik
- Innovative Verfahren / Bioraffination / Kaskadennutzung
- Biopolymere / 3D Druck

Kommunikation

- Information / Beratung / Wissenstransfer
- Messen, Veranstaltungen, Aktionen/Exkursionen
- Landesmarketingfonds Holz

Weiter Informationen, Projekte und Referenzen finden Sie unter www.3-n.info.

Gründer des 3N e. V. sind das Land Niedersachsen, die Landwirtschaftskammer Niedersachsen, die HAWK Hochschule Hildesheim/Holzminde/Göttingen, die Niedersächsischen Landesforsten, der Landkreis Emsland sowie die Stadt und Samtgemeinde Werlte. Darüber hinaus gehören dem 3N e. V. aktuell 33 niedersächsische Unternehmen, Kommunen und Initiativen an.

3N-Kompetenzzentrum

Niedersachsen Netzwerk Nachwachsende Rohstoffe und Bioökonomie e.V.

Geschäftsstelle, Kompaniestr. 1, 49757 Werlte

☎ +49 (0)5951.9893-0 | 📠 +49 (0)5951.9893-11

✉ info@3-n.info | 🌐 www.3-n.info

Büro Göttingen, Rudolf-Diesel-Str. 12, 37075 Göttingen

☎ +49 (0)551.30738-17 | 📠 +49 (0)551.3 0738-21

✉ goettingen@3-n.info | 🌐 www.3-n.info

Büro im Landkreis Heidekreis

Walsroder Straße 9

29683 Bad Fallingb.ostel

☎ +49 (0)5162.8850-474 | 📠 +49 (0)5162.9856 297

✉ heidekreis@3-n.info | 🌐 www.3-n.info

BERATUNG UND ANALYTIK RUND UMS BIOGAS



**WER WEITER DENKT,
WIRD WEITER KOMMEN.**



**WIR SAGEN WAS DRIN
IST, DAMIT SIE WISSEN,
WO SIE DRAN SIND.**

UNTERNEHMENSBERATUNG

Die LMS Agrarberatung begleitet Sie von der Analyse über die Planung und Durchführung bis zur Kontrolle Ihrer Biogasproduktion.

Die Betriebszweigauswertung (BZA) Biogas informiert über den Einzelbetrieb und bietet diverse Vergleiche zwischen den Unternehmen – damit Sie wissen, wo Sie stehen und wo Sie hin müssen. Neben Kostenoptimierung und Potenzilausnutzung können so auch Aussagen zu Rentabilität und Risikoeinschätzung getroffen werden.

ANALYTIK

Die LUFA Rostock unterstützt Sie, damit Sie eine effiziente, stabile Biogasproduktion erreichen. Die Untersuchungen reichen von der Ernte und Silierung über Input und Fermenter bis hin zu Gärrest und Boden. Bestellen Sie Ihr maßgeschneidertes Analysepaket, beispielsweise für die Prozesskontrolle, bei der LUFA.



ENTWICKLUNG DES ENERGIEVERBUNDES

Der Energieverbund Landwirtschaft MV wurde am 06.12.2012, mit 11 Gründungsmitgliedsbetrieben und einer Leistungsgröße von 5,3 MW, als Erzeugergemeinschaft von Biogasanlagenbetreibern und Landwirten in Rostock gegründet. In der Zeit von 2012 - 2019 ist die Zahl auf nunmehr 50 Mitgliedsbetrieben mit 26,38 MW im Verbund angewachsen, eine stattliche Leistung an Biogasanlagen aus MV!



ZIELE DES ENERGIEVERBUNDES

- gewonnene Energie gemeinsam vermarkten
- Einkauf/ Bündelung von elektrischer/ thermischer Energie
- Verbesserung der Energieerzeugung (Wirkungsgrad)
- Erschließung weiterer Energiemärkte
- Vermittlung Bezug Betriebsmittel und Technik
- Beratung in allen Erzeugungs- und Vermarktungsfragen
- Netzerkennung (persönlicher Austausch, „gemeinsam sind wir stark“)
- Förderung des Erfahrungsaustausches (z. B. Durchführung Energiestammtische)

Kontakt:

Antje Zibell, Mobil: 0162 1388015 · E-Mail: azibell@lms-beratung.de
LMS Agrarberatung GmbH · Graf-Lippe-Str. 1 · 18059 Rostock
Telefon: +49 381 877133-0 · Fax: +49 381 877133-70 · E-Mail: gf@lms-beratung.de

Ideen säen, Erfolg ernten!

Ideen säen...

Der Deutsche Bauernverband e.V. (DBV) und der Bundesverband Deutscher Pflanzenzüchter e.V. (BDP) haben im Jahr 1990 die Union zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen e.V., kurz UFOP, gegründet. In einer bis heute einmaligen Verbandsstruktur vertritt die UFOP die politischen Interessen der an der Produktion, Verarbeitung und Vermarktung heimischer Öl- und Proteinpflanzen beteiligten Unternehmen, Verbände und Institutionen in nationalen und internationalen Gremien. Alle Beteiligten haben die Chance dieser neuen Form der vertrauensvollen Zusammenarbeit in einer interprofessionellen Organisation erkannt. Seit ihrer Gründung hat die UFOP zahlreiche Ideen zur Optimierung der landwirtschaftlichen Produktion sowie zur Entwicklung neuer Verwertungsmöglichkeiten in den Bereichen Nahrungsmittel, Energie/Industrie sowie Futtermittel entwickelt und überaus erfolgreich realisiert.

Erfolg ernten!

Wie kaum eine andere landwirtschaftliche Organisation hat es die UFOP geschafft, Züchtung, Anbau, Markt und auch Agrarpolitik zu einem gemeinsamen von der gesamten Agrarwirtschaft getragenen Konzept zusammenzuführen.

Die Ergebnisse der UFOP-Aktivitäten sind beachtlich. So ist es gelungen, Biodiesel zum Vorzeigeprodukt unter den nachwachsenden Rohstoffen zu entwickeln. Das Wissen um die hohe ernährungsphysiologische Qualität von Rapsspeiseöl konnte umfassend etabliert werden. Futtermittel auf Basis heimischer Öl- und Proteinpflanzen haben in der UFOP einen anerkannten Protagonisten gefunden und leisten einen wichtigen Beitrag zur Versorgung mit heimischem Eiweiß. Die landwirtschaftliche Praxis profitiert von zahlreichen praxisrelevanten Informationen und Sortenprüfungsergebnissen.

Aufgaben ...

Die Arbeit der UFOP gliedert sich in vier wesentliche Aufgabengebiete:

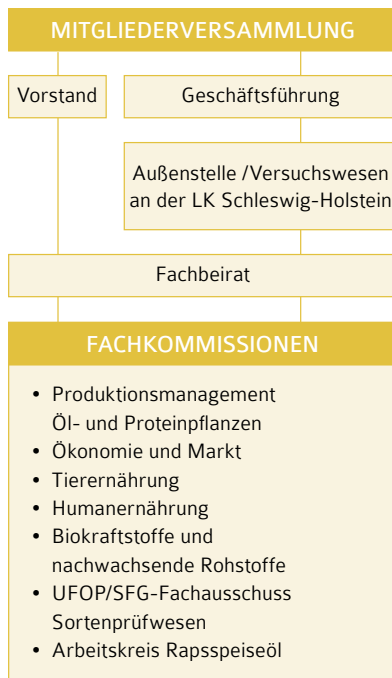
✓ Politische Interessenvertretung in nationalen und internationalen Gremien

✓ Optimierung der landwirtschaftlichen Produktion durch Forschungsförderung und Unterstützung des Sortenprüfwesens

✓ Förderung von Projekten zur Entwicklung von Verwertungsmöglichkeiten in den Bereichen Tierernährung, Humanernährung sowie zur stofflichen und energetischen Nutzung

✓ Öffentlichkeitsarbeit zur Förderung des Absatzes sämtlicher Endprodukte heimischer Öl- und Proteinpflanzen

Strukturen ...



Finanzierung ...

Die Aktivitäten der UFOP werden überwiegend durch Leistungen der Erzeuger und Züchter von Raps, Sonnenblumen und Proteinpflanzen sowie durch Mitgliedsbeiträge finanziert. Dieses Finanzierungskonzept sichert der UFOP Selbstständigkeit und Unabhängigkeit. Durch die solidarisch getragene Finanzierung wird es der UFOP auch in Zukunft möglich sein, Ideen zu säen, um weitere Erfolge zu ernten.



UFOP Union zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen e. V.
 Claire-Waldoff-Straße 7, 10117 Berlin
 Tel. (030) 31 90 4 -202 Fax. (030) 31 90 4 - 485 E-Mail: info@ufop.de

www.ufop.de

15. ROSTOCKER BIOENERGIEFORUM

DIE VERANSTALTER

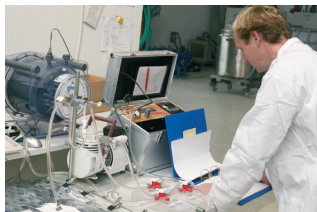
Wer sind wir

Kurzbeschreibung

Der sorgfältige Umgang mit unseren natürlichen Ressourcen und deren Schonung gewinnt immer stärker an Bedeutung. Vor dem Hintergrund steigender Energiekosten und hoher Abfallmengen beschäftigt sich die Forschergruppe des Lehrstuhls für Abfall- und Stoffstromwirtschaft (ASW) vorrangig mit Fragen zur Optimierung der stofflichen und energetischen Verwertung von Bio- und Sekundärrohstoffen. Mit der Realisierung von energieeffizienten Stoffkreisläufen über die gesamte Wertschöpfungskette wird ein wesentlicher Beitrag zur Ressourcenschonung – und somit zum Umweltschutz – geleistet.

Team

Für die laufenden Arbeiten steht ein interdisziplinäres Team, bestehend aus Ingenieuren, Agrar- und Wirtschaftswissenschaftlern, Technikern, Doktoranden sowie studentischen Mitarbeitern, mit durchschnittlich 40 Personen zur Verfügung.



Wie arbeiten wir

Veranstaltungen

Der Wissenstransfer und die effiziente Übertragung von Forschungsergebnissen in die Praxis durch regelmäßige regionale und internationale Fachveranstaltungen sowie Weiterbildungsangebote zählen zu den Eckpfeilern unserer Arbeit. Zu den eigenen nationalen und internationalen Veranstaltungen gehören u.a.:

- Dialog Abfallwirtschaft M-V
- Rostocker Bioenergieforum
- Internationale Umweltkonferenz in Hefei (China)
- Aus- und Weiterbildungsangebote für Fach- und Führungskräfte auf internationaler Ebene, z.B. arabischer und asiatischer Raum und Südamerika

Ausstattung

Mit dem Technikum für Abfallwirtschaft und Bioenergie in Rostock stehen dem Lehrstuhl 600 m² Hallen- und Laborflächen sowie eine umfangreiche geräte- und labortechnische Ausstattung zur Verfügung.

Das Hauptarbeitsfeld im Bereich Forschung und Entwicklung bilden derzeit über 150 diskontinuierliche und kontinuierliche Biogasreaktoren. Darüber hinaus werden weitere Pilot- und Praxisanlagen für Projektpartner an den jeweiligen Standorten im In- und Ausland betrieben und wissenschaftlich begleitet.

Was machen wir

Forschung

Die Schwerpunkte in der angewandten Forschung & Entwicklung bilden praxisorientierte Projekte in den Bereichen:

- Abfallwirtschaft/Abfalltechnik
- Stoffliche und energetische Verwertung von Biomasse
- Internationaler Wissens- und Technologietransfer

Forschungsschwerpunkte

- Erzeugung und Verwertung von Biogas
- Aufbereitung und energetische Verwertung von Sekundärrohstoffen
- Mechanisch-biologische Abfallbehandlung (MBA)
- Deponietechnik und -betrieb
- Aufbereitung und Verwertung fester Bioenergieträger
- Einsatz, Verwertung und Entsorgung von Biopolymeren
- Umwelttechnologietransfer, Schwerpunkt Schwellen- und Entwicklungsländer

Unser Angebot

Leistungen

- Lehrveranstaltungen in den Bereichen Abfallwirtschaft/ Abfalltechnik und Bioenergie
- Konzeption, Durchführung und wissenschaftliche Begleitung praxisorientierter Pilotprojekte
- Erstellung von Studien und Gutachten zu technischen, wirtschaftlichen und juristischen Fragen der abfallwirtschaftlichen Praxis
- Organisation und Durchführung von Workshops, Seminaren und Tagungen zu aktuellen Themen in den Bereichen Abfallwirtschaft und Bioenergie
- Umweltschutzprojekte und -aktivitäten auf internationaler Ebene

Universität Rostock

Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät
Professur für Abfall- und Stoffstromwirtschaft

Prof. Dr. mont. Michael Nelles

Justus-von-Liebig-Weg 6

D 18059 Rostock

Fon + 49 (0)381 498-3401 Fax + 49 (0)381 498-3402

www.auf-aw.uni-rostock.de

Smart Bioenergy – Innovationen für eine nachhaltige Zukunft

Das Deutsche Biomasseforschungszentrum (DBFZ) wurde 2008 durch das ehemalige Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) mit dem Ziel gegründet, eine zentrale Forschungseinrichtung für alle relevanten Forschungsfelder der Bioenergie einzurichten und die Ergebnisse der sehr vielschichtigen deutschen Forschungslandschaft in diesem Sektor zu vernetzen.

Die Mission des DBFZ ist es, im Rahmen angewandter Spitzenforschung sowohl technische Lösungen wie vielfältige Konzepte zur wirtschaftlich tragfähigen, ökologisch unbedenklichen und sozial verträglichen energetischen Nutzung von Biomasse zu entwickeln. Darüber hinaus werden die potenziellen Konfliktfelder zwischen den verschiedenen Zielen, die mit dem Ausbau der Bioenergie verfolgt werden, von den wissenschaftlichen Mitarbeitenden des DBFZ umfassend analysiert und Gestaltungsansätze vorausschauend entwickelt. Mit der Arbeit des Deutschen Biomasseforschungszentrums soll das Wissen über die Möglichkeiten und Grenzen einer energetischen und integrierten stofflichen Nutzung nachwachsender Rohstoffe in einer biobasierten Wirtschaft insgesamt erweitert und die herausragende Stellung des Industriestandortes Deutschland in diesem Sektor dauerhaft abgesichert werden.

Wichtige Forschungsthemen der energetischen Biomassenutzung sowie der integrierten stofflichen Nutzung werden am DBFZ in fünf Forschungsschwerpunkten bearbeitet. Sie sorgen dafür, dass wesentliche Fragen und Aspekte der Bioenergie in der für die exzellente Forschung notwendigen Tiefe abgebildet werden können. Die Schwerpunkte orientieren sich an den zukünftigen Entwicklungen sowie den forschungspolitischen Herausforderungen und Rahmenbedingungen der Bundesregierung wie der nationalen Forschungsstrategie BioÖkonomie 2030, der nationalen Politikstrategie Bioökonomie, der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung oder der Roadmap Bioraffinerien. Wichtige Eckpunkte für die wissenschaftliche Ausrichtung der Forschungsschwerpunkte sind außerdem die förderpolitischen Rahmenbedingungen, die Alleinstellungsmerkmale in der Forschungslandschaft sowie die gute infrastrukturelle Ausstattung des DBFZ.

Die Forschungsschwerpunkte des DBFZ

- Systembeitrag von Biomasse
Ansprechpartnerin: Prof. Dr.-Ing. Daniela Thrän
- Anaerobe Verfahren
Ansprechpartner: Dr. agr. Peter Kornatz
- Biobasierte Produkte und Kraftstoffe
Ansprechpartnerin: Dr.-Ing. Franziska Müller-Langer
- Intelligente Biomasseheiztechnologien (SmartBiomassHeat)
Ansprechpartner: Dr.-Ing. Volker Lenz
- Katalytische Emissionsminderung
Ansprechpartner: Prof. Dr. rer.nat. Ingo Hartmann



Kontakt

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Torgauer Str. 116 | 04347 Leipzig

☎ +49 (0)341 2434-112 | 📠 +49 (0)341 2434-133

✉ info@dbfz.de | 🌐 www.dbfz.de

Landesforschungsanstalt für Landwirtschaft und Fischerei Mecklenburg-Vorpommern

Die Landesforschungsanstalt für Landwirtschaft und Fischerei Mecklenburg-Vorpommern (LFA) ist eine Einrichtung der anwendungsorientierten Agrarforschung. Als kompetenter Dialog- und Ansprechpartner für Fragen aus Landwirtschaft, Gartenbau und Fischerei leisten wir unseren Beitrag zur wirtschaftlichen, wettbewerbsfähigen und umweltverträglichen Gestaltung des Agrarstandortes Mecklenburg-Vorpommern.

Zur Lösung der Aufgaben sind wir eng vernetzt mit Politik, Praxis und Beratung. Wir arbeiten an traditionsreichen Forschungsstandorten in vier Instituten:

- Institut für Pflanzenproduktion und Betriebswirtschaft (Gülzow)
- Institut für Tierproduktion (Dummerstorf)
- Institut für Fischerei (Rostock, Born, Hohen Wangelin)
- Gartenbaukompetenzzentrum (Gülzow)

Die LFA ist eine nachgeordnete Einrichtung des Ministeriums für Landwirtschaft und Umwelt MV. Wir forschen praxisnah. Das bedeutet vor allem, herkömmliche und neue innovative Produktionsverfahren hinsichtlich ihrer Nachhaltigkeit zu bewerten, kostengünstige und umweltschonende Bewirtschaftungssysteme zu erarbeiten, unterschiedliche Bewirtschaftungsformen zu demonstrieren und gegebenenfalls den jeweiligen landesspezifischen Bedingungen anzupassen. Die Stärkung des ländlichen Raumes durch eine standort- und umweltgerechte Produktion ist dabei Hauptkriterium.

Die Herausforderungen und Rahmenbedingungen der Landwirtschaft und Fischerei unterliegen einem ständigen Wandel. Sowohl die landwirtschaftliche Praxis als auch die Gesellschaft erwarten Antworten auf die entsprechenden Zukunftsfragen. Der praxisorientierten Forschung kommt hierbei eine Schlüsselrolle zu. Aktuell relevante Themen werden an der LFA gemeinsam mit nationalen und internationalen Partnern und Betrieben des Landes im Rahmen von haushalts- und drittmittelfinanzierten Projekten bearbeitet. Zur Effizienzsteigerung erfolgt zwischen den Bundesländern eine länderübergreifende Zusammenarbeit in Form von Mehrländerprojekten sowie arbeitsteiliger Kooperationen.

Folgende Schwerpunkte werden an der LFA bearbeitet:

- Acker- und Pflanzenbau
- Nachwachsende Rohstoffe und Klimaschutz
- Ökologischer Landbau
- Sortenwesen
- Grünlandbewirtschaftung
- Milch- und Fleischproduktion
- Aquakultur
- Fischereimanagement der Binnen- und Küstengewässer
- Freilandgemüsebau
- Obst- und Sonderkulturen
- Agrarökonomie

Kontakt

Landesforschungsanstalt für Landwirtschaft und Fischerei
Mecklenburg-Vorpommern (LFA)
Dorfplatz 1/OT Gülzow – 18276 Gülzow-Prüzen
☎ +49 (0)3843.789-0 | ✉ poststelle@lfa.mvnet.de

In dieser Reihe bisher erschienen

Band I

10. DIALOG Abfallwirtschaft MV

– Von der Abfallwirtschaft zur Energiewirtschaft.

Tagungsband, erschienen im Juni 2007, ISBN 978-3-86009-004-6

Band II

Ellen-Rose Trübger

Entwicklung eines Ansatzes zur Berücksichtigung der ungesättigten Zone bei der Grundwassersimulation von Feuchtgebieten.

Dissertation, erschienen im August 2007, ISBN 978-3-86009-006-0

Band III

René Dechow

Untersuchungen verschiedener Ansätze der Wasserhaushalts- und Stofftransportmodellierung hinsichtlich ihrer Anwendbarkeit in Stickstoffhaushaltsmodellen.

Dissertation, erschienen im September 2007, ISBN 978-3-86009-016-9

Band IV

Carolín Wloczyk

Entwicklung und Validierung einer Methodik zur Ermittlung der realen Evapotranspiration anhand von Fernerkundungsdaten in Mecklenburg-Vorpommern.

Dissertation, erschienen im September 2007, ISBN 978-3-86009-009-1

Band 5

1. Rostocker Bioenergieforum.

Bioenergieland Mecklenburg-Vorpommern.

Tagungsband, erschienen im Oktober 2007, ISBN 978-3-86009-013-8

Band 6

Kulturtechniktagung 2007.

Ostseeverseuchung und Flächenentwässerung.

Tagungsband, erschienen im Januar 2008, ISBN 978-3-86009-018-3

Band 7

Enrico Frahm

Bestimmung der realen Evapotranspiration für Weide (*Salix* spp.) und Schilf (*Phragmites australis*) in einem nordostdeutschen Flusstalmoor.

Dissertation, erschienen im Mai 2008, ISBN 978-3-86009-023-7

Band 8

Jenny Haide

Methode zur Quantifizierung der Einflüsse auf Vorgangsdauern lohnintensiver Arbeiten am Beispiel von Pflasterarbeiten.

Dissertation, erschienen im Juni 2008, ISBN 978-3-86009-024-4

Band 9

11. DIALOG Abfallwirtschaft MV

Chancen und Risiken für die deutsche Abfallwirtschaft im Ausland.

Tagungsband, erschienen im Juni 2008, ISBN 978-3-86009-029-9

Band 10

Stefan Cantré

Ein Beitrag zur Bemessung geotextiler Schläuche für die Entwässerung von Baggergut.

Dissertation, erschienen im Juni 2008, ISBN 978-3-86009-032-9

Band 11

Birgit Wüstenberg

Praxis der Standortwahl von Sportboothäfen im Küstenbereich Mecklenburg-Vorpommerns und Entwicklung einer Bewertungsmethode als Planungshilfe.

Dissertation, erschienen im Juli 2008, ISBN 978-3-86009-033-6

Band 12

André Clauß

Erhöhung der Trinkwasserversorgungssicherheit in Havarie- und Krisensituationen durch neue Handlungsalgorithmen sowie Einbeziehung bisher ungenutzter Ressourcen am Beispiel von Bergbaugrubenwasser.

Dissertation, erschienen im September 2008, ISBN 978-3-86009-037-4

Band 13

Peter Degener

Sickerwasserkreislauf zur Behandlung von Sickerwässern der aerob-biologischen Restabfallbehandlung (Restabfallrotte).

Dissertation, erschienen im Oktober 2008, ISBN 978-3-86009-043-5

Band 14

2. Rostocker Bioenergieforum

Innovationen für Klimaschutz und wirtschaftliche Entwicklung.

Tagungsband, erschienen im Oktober 2008, ISBN 978-3-86009-044-2

Band 15

7. Rostocker Abwassertagung

Fortschritte auf dem Gebiet der Abwasserentsorgung.

Tagungsband, erschienen im November 2008, ISBN 978-3-86009-045-9

Band 16

Christian Noß

Strömungsstrukturen kleiner naturnaher Fließgewässer unter Berücksichtigung von Turbulenztheorie und Dispersionsmodellen.

Dissertation, erschienen im Januar 2009, ISBN 978-3-86009-054-1

Band 17

Ralf Schröder

Entwicklung von Möglichkeiten zur Messung der N₂-Übersättigung sowie Methoden zur Reduzierung der Schwimmschlamm Bildung.

Dissertation, erschienen im Februar 2009, ISBN 978-3-86009-055-8

Band 18

Elmar Wisotzki

Bodenverfestigungen mit Kalk-Hüttensand-Gemischen.

Dissertation, erschienen im April 2009, ISBN 978-3-86009-059-6

Band 19

Ramez Mashkour

Untersuchungen zur Adsorption und biologischen Aktivität an Aktivkohlefilter unter den Bedingungen der Wasseraufbereitung im Wasserwerk Rostock.

Dissertation, erschienen im April 2009, ISBN 978-3-86009-060-2

Band 20

Torsten Birkholz

Handlungserfordernisse und Optimierungsansätze für kommunale Ver- und Entsorgungsunternehmen im Zusammenhang mit demografischen Veränderungen im ländlichen Raum aufgezeigt an einem Beispiel in Mecklenburg-Vorpommern.

Dissertation, erschienen im Mai 2009, ISBN 978-3-86009-061-9

Band 21

12. DIALOG Abfallwirtschaft MV

Aktuelle Entwicklungen in der Abfallwirtschaft.

Tagungsband, erschienen im Juni 2009, ISBN 978-3-86009-062-6

Band 22

Thomas Fritz

Entwicklung, Implementierung und Validierung eines praxisnahen Verfahrens zur Bestimmung von Biogas- bzw. Methanerträgen.

Dissertation, erschienen im Oktober 2009, ISBN 978-3-86009-065-7

Band 23

3. Rostocker Bioenergieforum

Bioenergie – Chance und Herausforderung für die regionale und globale Wirtschaft.

Tagungsband, erschienen im Oktober 2009, ISBN 978-3-86009-065-8

Band 24

Muhammad Mariam

Analyse von Gefahrenpotenzialen für die Trinkwasserversorgung der Stadt Rostock unter besonderer Berücksichtigung von Schadstoffausbreitungsvorgängen in der Warnow.

Dissertation, erschienen im Februar 2010, ISBN 978-3-86009-078-7

Band 25

Manja Steinke

Untersuchungen zur Behandlung von Abwässern der Fischverarbeitungsindustrie.

Dissertation, erschienen im Juni 2010, ISBN 978-3-86009-085-5

Band 26

13. DIALOG Abfallwirtschaft MV

Die Kreislauf- und Abfallwirtschaft im Wandel. Wohin gehen die rechtlichen und technischen Entwicklungen?

Tagungsband, erschienen im Juni 2010, ISBN 978-3-86009-087-9

Band 27

4. Rostocker Bioenergieforum

Zukunftstechnologien für Bioenergie

Tagungsband, erschienen im Oktober 2010, ISBN 978-3-940364-12-8

Band 28

Dirk Banemann

Einfluss der Silierung und des Verfahrensablaufs der Biomassebereitstellung auf den Methanertrag unter Berücksichtigung eines Milchsäurebakteriensilierungsmittel

Dissertation, erschienen im Januar 2011, ISBN 978-3-86009-087-9

Band 29

14. DIALOG Abfallwirtschaft MV

Abfall als Wertstoff- und Energiereserve

Tagungsband, erschienen im Juni 2011, ISBN 978-3-940364-18-0

Band 30

5. Rostocker Bioenergieforum

Tagungsband, erschienen im November 2011, ISBN 978-3-940364-20-3

Band 31

15. DIALOG Abfallwirtschaft MV

Aktuelle Entwicklungen in der Abfall- und Ressourcenwirtschaft

Tagungsband, erschienen im Juni 2012, ISBN 978-3-940364-26-5

Band 32

6. Rostocker Bioenergieforum

Tagungsband, erschienen im Juni 2012, ISBN 978-3-940364-27-2

Band 33

Ishan Machlouf

Untersuchungen zur Nitratelimination bei der Trinkwasseraufbereitung unter Berücksichtigung syrischer Verhältnisse

Dissertation, erschienen im März 2013, ISBN 978-3-86009-204-0

Band 34

Ralph Sutter

Analyse und Bewertung der Einflussgrößen auf die Optimierung der

Rohbiogasproduktion hinsichtlich der Konstanz von Biogasqualität und -menge

Dissertation, erschienen im März 2013, ISBN 978-3-86009-202-6

Band 35

Wolfgang Pfaff-Simoneit

Entwicklung eines sektoralen Ansatzes zum Aufbau von nachhaltigen Abfallwirtschaftssystemen in Entwicklungsländern vor dem Hintergrund von Klimawandel und Ressourcenverknappung

Dissertation, erschienen im Mai 2013, ISBN 978-3-86009-203-3

Band 36

7. Rostocker Bioenergieforum

Tagungsband, erschienen im Juni 2013, ISBN 978-3-86009-207-1

Band 37

Markus Helftewes

Modellierung und Simulation der Gewerbeabfallaufbereitung vor dem Hintergrund der Outputqualität, der Kosteneffizienz und der Klimabilanz

Dissertation, erschienen im Oktober 2013, ISBN 978-3-86009-402-0

Band 38

Jan Stefan Riha

Detektion und Quantifizierung von Cyanobakterien in der Ostsee mittels Satellitenfernerkundung

Dissertation, erschienen im Oktober 2013, ISBN 978-3-86009-403-7

Band 39

Peter Helmke

Optimierung der Verarbeitungs-, Gebrauchs- und Entsorgungseigenschaften eines naturfaserverstärkten Kunststoffes unter Berücksichtigung automobiler Anforderungen

Dissertation, erschienen im Dezember 2013, ISBN 978-3-86009-404-4

Band 40

Andrea Siebert-Raths

Modifizierung von Polylactid (PLA) für technische Anwendungen

Verfahrenstechnische Optimierung der Verarbeitungs- und Gebrauchseigenschaften

Dissertation, erschienen im Januar 2014 ISBN 978-3-86009-405-1

Band 41

Fisiha Getachew Argaw

Agricultural Machinery Traffic Influence on Clay Soil Compaction as Measured by the Dry Bulk Density

Dissertation, erschienen im Januar 2014 ISBN 978-3-86009-406-8

Band 42

Tamene Adugna Demissie

Climate change impact on stream flow and simulated sediment yield to Gilgel Gibe 1 hydropower reservoir and the effectiveness of Best Management Practices

Dissertation, erschienen im Februar 2014 ISBN 978-3-86009-407-5

Band 43

Paul Engelke

Untersuchungen zur Modellierung des Feststofftransports in Abwasserkanälen: Validierung in SIMBA®

Dissertation, erschienen im Februar 2014 ISBN 978-3-86009-408-2

Band 44

16. DIALOG Abfallwirtschaft MV

Aktuelle Entwicklungen in der Abfall- und Ressourcenwirtschaft

Tagungsband, erschienen im April 2014, ISBN 978-3-86009-410-5

Band 45

8. Rostocker Bioenergieforum, 19.-20. Juni 2014 an der Universität Rostock

Tagungsband, erschienen im Juni 2014, ISBN 978-3-86009-412-9

Band 46

Abschlussbericht Projekt CEMUWA – Climate protection, natural resources management and soil improvement by combined Energetic and Material Utilization of lignocellulosic agricultural Wastes and residues

Projektbericht, erschienen im September 2014, ISBN 978-3-86009-413-6

Band 47

8. Rostocker Baggergutseminar, 24.-25. September 2014 in Rostock
Tagungsband, erschienen im September 2014, ISBN 978-3-86009-414-3

Band 48

Michael Kuhn

Mengen und Trockenrückstand von Rechengut kommunaler Kläranlagen
Dissertation, erschienen im Oktober 2014 ISBN 978-3-86009-415-0

Band 49

8. Rostocker Abwassertagung, 10.-11. November 2014 in Rostock
Tagungsband, erschienen im November 2014, ISBN 978-3-86009-416-7

Band 50

Mulugeta Azeze Belete

Modeling and Analysis of Lake Tana Sub Basin Water Resources Systems,
Ethiopia

Dissertation, erschienen im Dezember 2014 ISBN 978-3-86009-422-8

Band 51

Daniela Dressler

Einfluss regionaler und standortspezifischer Faktoren auf die Allgemeingültigkeit
ökologischer und primärenergetischer Bewertungen von Biogas

Dissertation, erschienen im Mai 2015 ISBN 978-3-86009-424-2

Band 52

9. Rostocker Bioenergieforum, 18.-19. Juni 2015 in Rostock

Tagungsband, erschienen im November 2014, ISBN 978-3-86009-425-9

Band 53

Nils Engler

Spurenelementkonzentrationen und biologische Aktivität in NaWaRo-Biogas-
fermentern

Dissertation, erschienen im September 2015 ISBN 978-3-86009-427-3

Band 54

Thomas Schmidt

Möglichkeiten der Effizienzsteigerung bei der anaeroben Vergärung
von Weizenschlempe

Dissertation, erschienen im Oktober 2015 ISBN 978-3-86009-428-0

Band 55

Thomas Dorn

Principles, Opportunities and Risks associated with the transfer of environmental technology between Germany and China using the example of thermal waste disposal

Dissertation, erschienen im Dezember 2015 ISBN 978-3-86009-429-7

Band 56

Uwe Holzhammer

Biogas in einer zukünftigen Energieversorgungsstruktur mit hohen Anteilen fluktuierender Erneuerbarer Energien

Dissertation, erschienen im Dezember 2015 ISBN 978-3-86009-430-3

Band 57

17. DIALOG Abfallwirtschaft MV

Aktuelle Entwicklungen in der Abfall- und Ressourcenwirtschaft

Tagungsband, erschienen im Juni 2016, ISBN 978-3-86009-432-7

Band 58

10. Rostocker Bioenergieforum, 16.-17. Juni 2016 in Rostock

Tagungsband, erschienen im Juni 2016, ISBN 978-3-86009-433-4

Band 59

Michael Friedrich

Adaptation of growth kinetics and degradation potential of organic material in activated sludge

Dissertation, erschienen im Juli 2016 ISBN 978-3-86009-434-1

Band 60

Nico Schulte

Entwicklung von Qualitätsprüfungen für die haushaltsnahe Abfallsammlung im Holsystem

Dissertation, erschienen im Juli 2016 ISBN 978-3-86009-435-8

Band 61

Ullrich Dettmann

Improving the determination of soil hydraulic properties of peat soils at different scales

Dissertation, erschienen im September 2016 ISBN 978-3-86009-436-5

Band 62

Anja Schreiber

Membranbasiertes Verfahren zur weitergehenden Vergärung von feststoffreichen Substraten in landwirtschaftlichen Biogasanlagen

Dissertation, erschienen im Oktober 2016 ISBN 978-3-86009-446-4

Band 63

André Körte

Entwicklung eines selbstgängigen statischen Verfahrens zur biologischen Stabilisierung und Verwertung organikreicher Abfälle unter extrem ariden Bedingungen für Entwicklungs- und Schwellenländer, am Beispiel der Stadt Teheran
Dissertation, erschienen im Oktober 2016 ISBN 978-3-86009-447-1

Band 64

Ayman Elnaas

Actual situation and approach for municipal solid waste treatment in the Arab region
Dissertation, erschienen im Oktober 2016 ISBN 978-3-86009-448-8

Band 65

10. Rostocker Abwassertagung, Wege und Werkzeuge für eine zukunftsfähige Wasserwirtschaft im norddeutschen Tiefland, 8. November 2016 in Rostock
Tagungsband, erschienen im November 2016, ISBN 978-3-86009-449-5

Band 66

Gunter Weißbach

Mikrowellen-assistierte Vorbehandlung lignocellulosehaltiger Reststoffe
Dissertation, erschienen im November 2016 ISBN 978-3-86009-450-1

Band 67

Leandro Janke

Optimization of anaerobic digestion of sugarcane waste for biogas production in Brazil
Dissertation, erschienen im Mai 2017 ISBN 978-3-86009-454-9

Band 68

11. Rostocker Bioenergieforum, 22.-23. Juni 2017 in Rostock
Tagungsband, erschienen im Juni 2017, ISBN 978-3-86009-455-6

Band 69

Claudia Demmig

Einfluss des Erntezeitpunktes auf die anaerobe Abbaukinetik der Gerüstsubstanzen im Biogasprozess
Dissertation, erschienen im Juli 2017, ISBN 978-3-86009-456-3

Band 70

Christian Koepke

Die Ermittlung charakteristischer Bodenkennwerte der Torfe und Mudden Mecklenburg-Vorpommerns als Eingangsparameter für erdstatische Berechnungen nach Eurocode 7 / DIN 1054
Dissertation, erschienen im Juni 2017, ISBN 978-3-86009-457-0

Band 71

Sven-Henning Schlömp

Geotechnische Untersuchung und Bewertung bautechnischer Eignung
von Müllverbrennungsschlacken und deren Gemischen mit Böden
Dissertation, erschienen im Juni 2017, ISBN 978-3-86009-458-7

Band 72

Anne-Katrin Große

Baggergut im Deichbau – Ein Beitrag zur geotechnischen Charakterisierung
und Erosionsbeschreibung feinkörniger, organischer Sedimente
aus dem Ostseeraum zur Einschätzung der Anwendbarkeit
Dissertation, erschienen im Juni 2017, ISBN 978-3-86009-459-4

Band 73

Thomas Knauer

Steigerung der Gesamteffizienz von Biogasanlagen durch thermische
Optimierung
Dissertation, erschienen im Juli 2017, ISBN 978-3-86009-460-0

Band 74

Mathhar Bdour

Electrical power generation from residual biomass by combustion
in externally fired gas turbines (EFGT)
Dissertation, erschienen im August 2017, ISBN 978-3-86009-468-6

Band 75

Johannes Dahlin

Vermarktungsstrategien und Konsumentenpräferenzen für Dünger und Erden
aus organischen Reststoffen der Biogasproduktion
Dissertation, erschienen im September 2017, ISBN 978-3-86009-469-3

Band 76

Sören Weinrich

Praxisnahe Modellierung von Biogasanlagen
Systematische Vereinfachung des Anaerobic Digestion Model No. 1 (ADM1)
Dissertation, erschienen im März 2018, ISBN 978-3-86009-471-6

Band 77

18. DIALOG Abfallwirtschaft MV

Aktuelle Entwicklungen in der Abfall- und Ressourcenwirtschaft
Tagungsband, erschienen im Juni 2018, ISBN 978-3-86009-472-3

Band 78

12. Rostocker Bioenergieforum

Tagungsband, erschienen im Juni 2018, ISBN 978-3-86009-473-0

Band 79

Tatyana Koegst

Screening approaches for decision support in drinking water supply

Dissertation, erschienen im Juni 2018, ISBN 978-3-86009-474-7

Band 80

Liane Müller

Optimierung des anaeroben Abbaus stickstoffhaltiger Verbindungen durch den Einsatz von Proteasen

Dissertation, erschienen im September 2018, ISBN 978-3-86009-475-4

Band 81

Projektbericht Wasserwirtschaft

KOGGE – **K**ommunale **G**ewässer **G**emeinschaftlich **E**ntwickeln

Ein Handlungskonzept für kleine urbane Gewässer am Beispiel der Hanse- und Universitätsstadt Rostock

Projektbericht, erschienen im September 2018, ISBN 978-3-86009-476-1

Band 82

Adam Feher

Untersuchungen zur Bioverfügbarkeit von Mikronährstoffen für den Biogasprozess

Dissertation, erschienen im Oktober 2018, ISBN 978-3-86009-477-8

Band 83

Constanze Uthoff

Pyrolyse von naturfaserverstärkten Kunststoffen zur Herstellung eines kohlenstoffhaltigen Füllstoffs für Thermoplasten

Dissertation, erschienen im November 2018, ISBN 978-3-86009-478-5

Band 84

Ingo Kaundinya

Prüfverfahren zur Abschätzung der Langzeitbeständigkeit von Kunststoffdichtungsbahnen aus PVC-P für den Einsatz in Dichtungssystemen von Straßentunneln

Dissertation, erschienen im Dezember 2018, ISBN 978-3-86009-484-6

Band 85

Eric Mauky

A model-based control concept for a demand-driven biogas production

Dissertation, erschienen im Januar 2019, ISBN 978-3-86009-485-3

Band 86

Michael Kröger

Thermochemical Utilization of Algae with Focus on hydrothermal Processes

Dissertation, erschienen im Februar 2019, ISBN 978-3-86009-486-0

Band 87

13. Rostocker Bioenergieforum

Tagungsband, erschienen im Juni 2019, ISBN 978-3-86009-487-7

Band 88

12. Rostocker Abwassertagung

Tagungsband, erschienen im September 2019, ISBN 978-3-86009-488-4

Band 89

Philipp Stahn

Wasser- und Nährstoffhaushalt von Böden unter Mischkulturen und Trockenstress

Dissertation, erschienen im Juli 2019, ISBN 978-3-86009-489-1

Band 90

BioBind: Luftgestützte Beseitigung von Verunreinigungen durch Öl mit biogenen Bindern

Projektbericht, erschienen im September 2019, ISBN 978-3-86009-490-7

Band 91

Jürgen Müller

Die forsthydrologische Forschung im Nordostdeutschen Tiefland: Veranlassung, Methoden, Ergebnisse und Perspektiven

Habilitation, erschienen im Oktober 2019, ISBN 978-3-86009-491-4

Band 92

Marcus Siewert

Bewertung der Ölhavarievorsorge im deutschen Seegebiet auf Grundlage limitierender Randbedingungen – Ein Beitrag zur Verbesserung des Vorsorgestatus

Dissertation, erschienen im November 2019, ISBN 978-3-86009-492-1

Band 93

Camilo Andrés Wilches Tamayo

Technical optimization of biogas plants to deliver demand oriented power

Dissertation, erschienen im Februar 2020, ISBN 978-3-86009-493-8

Band 94

Robert Kopf

Technisches Benchmarking mit Standortqualifikationsstudie biochemischer Energieanlagenprojekte (Beispiel Biogas)

Dissertation, erschienen im Februar 2020, ISBN 978-3-86009-494-5

Band 95

14. Rostocker Bioenergieforum und 19. DIALOG Abfallwirtschaft MV

Tagungsband, erschienen im Juni 2020, ISBN 978-3-86009-507-2

DOI: https://doi.org/10.18453/rosdok_id00002650

Band 96

Safwat Hemidat

Feasibility Assessment of Waste Management and Treatment in Jordan

Dissertation, erschienen im Juli 2020, ISBN 978-3-86009-509-6

Band 97

Andreas Heiko Metzing

Verdichtung von ungebundenen Pflasterdecken und Plattenbelägen -

Untersuchungen zur Lagerungsdichte des Fugenmaterials

Dissertation, erschienen im Juli 2020, ISBN 978-3-86009-510-2

DOI: https://doi.org/10.18453/rosdok_id00002742

Band 98

Ying Zhou

Research on Utilization of Hydrochars Obtained by the Organic Components of Municipal Solid Waste

Dissertation, erschienen im November 2020, ISBN 978-3-86009-515-7

Band 99

Mathias Gießler

Ein prozessbasiertes Modell zur wirtschaftlich-technischen Abbildung von Abwasserunternehmen – Beispielhafte Anwendung für eine ländliche Region mit Bevölkerungsrückgang

Dissertation, erschienen im November 2020, ISBN 978-3-86009-516-4

DOI: https://doi.org/10.18453/rosdok_id00002790

Band 100

Dodieka Ika Candra

Development of a Virtual Power Plant based on a flexible Biogas Plant and a Photovoltaic-System

Dissertation, erschienen im Dezember 2020, ISBN 978-3-86009-518-8

DOI: https://doi.org/10.18453/rosdok_id00002814

Band 101

Thomas Zeng

Prediction and reduction of bottom ash slagging during small-scale combustion of biogenic residues

Dissertation, erschienen im Dezember 2020, ISBN 978-3-86009-519-5

Band 102

Edward Antwi

Pathways to sustainable bioenergy production from cocoa and cashew residues from Ghana

Dissertation, erschienen im Dezember 2020, ISBN 978-3-86009-520-1

DOI: https://doi.org/10.18453/rosdok_id00002818

Band 103

Muhammad Waseem

Integrated Hydrological and Mass Balance Assessment in a German Lowland
Catchment with a Coupled Hydrologic and Hydraulic Modelling

Dissertation, erschienen im Januar 2021, ISBN 978-3-86009-521-8

DOI: https://doi.org/10.18453/rosdok_id00002884

Band 104

Martin Rinas

Sediment Transport in Pressure Pipes

Dissertation, erschienen im März 2021, ISBN 978-3-86009-523-2

DOI: https://doi.org/10.18453/rosdok_id00002962