



# Neue Wege zur Prozessoptimierung in Biogasanlagen

Abgeschlossene Vorhaben im  
Förderprogramm  
Teil 3



**Energetische  
Biomassenutzung**





**Energetische  
Biomassenutzung**

Schriftenreihe des Förderprogramms  
„Energetische Biomassenutzung“  
**BAND 19**

## **Neue Wege zur Prozessoptimierung in Biogasanlagen**

Abgeschlossene Vorhaben im Förderprogramm  
Teil 3

Herausgegeben von  
Daniela Thrän, Diana Pfeiffer

Gefördert durch



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

Projekträger



Programmbegleitung



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

# Impressum

**Herausgeber**

Daniela Thrän, Diana Pfeiffer

**Kontakt**

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116

D-04347 Leipzig

Telefon: +49 (0)341 2434-554

Telefax: +49 (0)341 2434-133

E-Mail: [diana.pfeiffer@dbfz.de](mailto:diana.pfeiffer@dbfz.de)

[www.energetische-biomassenutzung.de](http://www.energetische-biomassenutzung.de)

**Geschäftsführung**

Wissenschaftlicher Geschäftsführer:

Prof. Dr. mont. Michael Nelles

Administrativer Geschäftsführer:

Dipl.-Kfm. (FH) LL.M. Daniel Mayer

**Redaktion**

Programmbegleitung des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“

[www.energetische-biomassenutzung.de](http://www.energetische-biomassenutzung.de)

**Bildnachweis**

Umschlag vorn: S. Kronberg/DBFZ, M. Dotzauer/DBFZ, M. Dotzauer/DBFZ, M. Dotzauer/DBFZ

Umschlag hinten: DBFZ, Barbara Thomas/pixelio.de, U. Dreiucker/pixelio, A. Gröber/DBFZ

Wenn nicht anders am Bild bezeichnet, liegen die Rechte beim DBFZ bzw. bei den Autoren der Beiträge.

**Layout & Herstellung**

Steffen Kronberg

Angela Gröber

**Druck**

Osiris Druck, Leipzig

**Förderung**

Im Jahr 2008 vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB, ehemals BMU) initiiert, wird das Förderprogramm seit 2014 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) weitergeführt.

ISSN 2199-2762

© Copyright: Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieses Druckerzeugnisses darf ohne schriftliche Genehmigung des Herausgebers vervielfältigt oder verbreitet werden. Unter dieses Verbot fällt insbesondere auch die gewerbliche Vervielfältigung per Kopie, die Aufnahme in elektronische Datenbanken und die Vervielfältigung auf anderen digitalen Datenträgern.

Alle Rechte vorbehalten.

© DBFZ 2015

# Inhaltsverzeichnis

<b>Vorwort</b>	<b>7</b>
<b>Pferdemist</b>	
<b>Erschließung von Pferdemist als Gärsubstrat für Biogasanlagen</b>	<b>9</b>
<b>Bioabfallmethan</b>	
<b>Biomethan aus Biogut - eine Hemmnisanalyse</b>	<b>22</b>
<b>BioStrom</b>	
<b>BioStrom - Steuerbare Stromerzeugung mit Biogasanlagen</b>	<b>32</b>
<b>CaviCap</b>	
<b>Verbesserte Biogasaufbereitung zu Biomethan durch Ultraschall stimulierte CO<sub>2</sub>-Desorption bei niedrigen Temperaturen</b>	<b>45</b>
<b>Spurenelemente</b>	
<b>Emissionsminderung durch Spurenelemente in Abfallbiogasanlagen</b>	<b>53</b>
<b>Optflex</b>	
<b>Ermittlung eines technisch-ökonomisch optimierten Betriebs von flexiblen Biogasanlagen</b>	<b>65</b>
<b>LF BioDirekt</b>	
<b>Biomethan in Kraft-Wärme-Kopplung - ein Branchenleitfaden zu Markt, Einsatzmöglichkeiten und Wirtschaftlichkeit</b>	<b>79</b>
<b>KomInteg</b>	
<b>Nachhaltige Integration von Bioenergiesystemen im Kontext einer kommunalen Entscheidungsfindung</b>	<b>90</b>
<b>MEGAS</b>	
<b>Zukunft Biomethan - Ergebnisse einer ökologischen und ökonomischen Bewertung der Biogasaufbereitung</b>	<b>103</b>
<b>Flex 75</b>	
<b>Regelenergiemarkt für kleine Gülleanlagen</b>	<b>115</b>



## Vorwort

### **Liebe Leserinnen, liebe Leser,**

Nach dem herben wirtschaftlichen Rückschlag, den die Biogasbranche mit der Novellierung des EEG 2014 erleben musste, ist qualitative Weiterentwicklung des Bestandes das Gebot der Stunde. Die Branche beweist derzeit, dass sie dazu in der Lage ist. Die einseitige Fixierung der Politik auf die Reduzierung der EEG-Umlage wird dem Potenzial der Bioenergie in keiner Weise gerecht. Deshalb ist es eine gute und begrüßenswerte Entwicklung, dass nun auch im politischen Raum die enormen systemischen Vorteile der Bioenergie im Verbund der erneuerbaren und konventionellen Energien zunehmend wahrgenommen werden.



Für das Gelingen der Energiewende ist es eine Notwendigkeit, verschiedene Formen der Energieerzeugung vorurteilsfrei und effizient miteinander zu kombinieren und Energie in komplexer werdenden Netzstrukturen intelligent zu verteilen. Dass dabei nicht nur technische Aspekte eine Rolle spielen, zeigen die in breiter Öffentlichkeit kontrovers geführten Diskussionen um Standorte von Neuanlagen und Trassenführungen. Umso bedeutsamer ist es, bestehende Versorgungsstrukturen zu verbessern und neue Beteiligungsformen zu entwickeln, um die Akzeptanz für die Energielösungen der Zukunft zu erhöhen. Die Bioenergie kann dazu erhebliche Beiträge leisten, die Stichworte in diesem Zusammenhang sind „flexible und bedarfsgerechte Stromproduktion“, „Stabilisierung von lokalen und regionalen Netzen durch zunehmende Systemintegration“, „bedarfsgerechte Wärmebereitstellung“ und das alles mit der Möglichkeit der Schaffung zusätzlicher „lokaler und regionaler Wertschöpfung“.

Ihre Innovationskraft wird es den Akteuren der Biogasbranche ermöglichen, den Platz im Energieversorgungssystem der Zukunft zu finden. Einige der Fortschritte auf dem Weg dahin sind im vorliegenden dritten Teil der Schriftenreihe

„Neue Wege zur Prozessoptimierung in Biogasanlagen, Teil III“ des BMWi-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ dokumentiert. Die Flexibilisierung der Biogasbereitstellung und Energieproduktion sowie die nachhaltige Integration von Biogassystemen in kommunalen Versorgungsstrukturen waren bedeutende Themen in den vorgestellten Projekten. Weiterhin wurden technologische Arbeiten auf den Gebieten der Biomethanaufbereitung etwa durch Einsatz von Membranen oder ultraschallstimulierte verbesserte CO<sub>2</sub>-Desorption geleistet und das wichtige Thema der Emissionsminderung von Biogasanlagen behandelt. Die vorgestellten Arbeiten runden das Bild der innovationsstarken Biogasbranche weiter ab, das bereits in den vorangegangenen Teilen I und II der Schriftenreihe deutlich wurde. Die Summe aller bisherigen und noch folgender wissenschaftlich-technischen Anstrengungen und Entwicklungen wird es den Bioenergiotechnologien ermöglichen, auch zukünftig einen festen und anerkannten Platz in der energiewirtschaftlichen Landschaft einzunehmen.

Ich hoffe, dass Ihnen die dargestellten Ergebnisse einen Einblick in den aktuellen Stand der Wissenschaft geben und Sie die eine oder andere Erkenntnis mitnehmen können.

### Dr.-Ing. Burkhard Faßauer

Abteilungsleiter Biomassentechnologie und Membranverfahrenstechnik am Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme IKTS, Leiter der Arbeitsgruppe "Biogas" des BMWi-Förderprogramms "Energetische Biomassenutzung"



### Messmethodensammlung Biogas

*Eine einzigartige Sammlung an Methoden zur Bestimmung von analytischen und prozessbeschreibenden Parametern im Biogasbereich finden Sie in der Messmethodensammlung Biogas, welche im Rahmen des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ entstanden ist. Diese Sammlung ist in Deutsch und Englisch verfügbar.*

Download unter: [www.energetische-biomassenutzung.de](http://www.energetische-biomassenutzung.de)





Foto: neurolle - Rolf\_pixelio.de

## Erschließung von Pferdemist als Gärsubstrat für Biogasanlagen

Hans Oechsner, Matthias Mönch-Tegeder

**Vorhaben: Pferdemistvergärung – Weiterentwicklung von Technologien zur effizienten Nutzung von Pferdemist als biogener Reststoff und Test im Praxisbetrieb**

**FKZ-Nr.:** 03KB064

**Laufzeit:** 01.09.2011 – 30.09.2014

**Zuwendungssumme:** 306.810 €

### **Koordination:**

Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie, Universität Hohenheim

Garbenstraße 9, 70599 Stuttgart

E-Mail: [oechsner@uni-hohenheim.de](mailto:oechsner@uni-hohenheim.de)

[www.uni-hohenheim/labioenergie](http://www.uni-hohenheim/labioenergie)

### **Projektpartner:**

Fa. MEBA, Metallbau Bachmann

Emil-Eigner-Straße 1, 86720 Nördlingen

### **Kontakt:**

Hans Oechsner

Telefon: +49 (0)711 459 22683

E-Mail: [oechsner@uni-hohenheim.de](mailto:oechsner@uni-hohenheim.de)

**Hans Oechsner (Projektleiter):**

*Pferdemist eignet sich sehr gut für die Biogaserzeugung, wenn er mechanisch aufbereitet ist. Der Mist sollte möglichst frisch verarbeitet werden. Speziell nach dessen Aufbereitung ist ein umgehender Eintrag in den Fermenter nötig.*



## Zusammenfassung

Für eine nachhaltige Energieerzeugung durch Biogas ist die Verwertung von Abfällen und Reststoffen ein wesentlicher Bestandteil. Ein derzeit nur in geringen Mengen genutzter Reststoff stellt Pferdemist dar. In dem hier vorgestellten Forschungsprojekt wurde die Verwertbarkeit von Pferdemist in Biogasprozess untersucht. Dafür wurden zunächst die Gasbildungspotenziale von Pferdemist mit unterschiedlichen Einstreumaterialien sowie bei unterschiedlichem Alter des Mistes untersucht. Im Anschluss daran wurden die Effekte einer mechanischen Aufbereitung im Labor- und Praxismaßstab bei der Nutzung von Pferdemist analysiert. Die Ergebnisse zeigen, dass sich strohhaltiger Pferdemist sehr gut zur Biogaserzeugung eignet. Bei Verwendung alternativer Einstreumaterialien wie Sägespäne oder Flachsstroh sind die Gasausbeuten deutlich verringert. Ein zunehmendes Alter des Pferdemistes wirkt sich negativ auf den erzielbaren Methanertrag aus. Die mechanische Aufbereitung des Pferdemistes mittels Querstromzerspanner (Bio-QZ) führte zu einer deutlichen Zerkleinerung langfaseriger Bestandteile und damit zu einer beachtlichen Steigerung des Methanertrages aus dem jeweiligen Substrat um bis zu 30 %. Dabei muss das aufbereitete Substrat aber direkt in den Fermenter eingebracht werden, um aerobe Verluste an organischer Substanz zu verhindern. Die im Vergleich zu Pferdemist untersuchten Substrate aus dem NaWaRo-Bereich (Maissilage, Grassilage) zeigten dagegen keine wesentliche Steigerung des Methanertrages durch die Substrataufbereitung. Die Resultate der Untersuchungen an der Forschungsbiogasanlage im Praxismaßstab belegen, dass bei der Nutzung von Pferdemist eine mechanische Vorbehandlung unbedingt erforderlich ist, um den Biogasfermenter frei von verfahrenstechnischen Störungen zu halten und um einen ausreichenden Abbaugrad zu erzielen. Beim parallelen Betrieb zweier Fermenter, von denen einer mit mechanischer Aufbereitung, einer ohne solche ausgestattet war, zeigte sich ein deutlicher Unterschied in der Betriebssicherheit und im Methanertrag.

Die mechanische Aufbereitung von Pferdemist erfordert den Einsatz elektrischer Energie. Für die Zerkleinerung von einer Tonne frischen Pferdemist im QZ waren zwischen 10 und 12 kWh/t erforderlich. Bei einem oTS-Gehalt des Pferdemistes von 30 % können aus einer Tonne ca. 75 m<sup>3</sup> Methan erzeugt werden. Der elektrische Energieertrag liegt dann ca. bei 300 kWh<sub>e</sub>/t FM. Der Energiebedarf für die Aufbereitung entspricht damit weniger als 4 % der aus Pferdemist erzielbaren Energie.

Die zusätzlichen Untersuchungen an weiteren Praxisbetrieben bestätigen die Ergebnisse.

## Summary

Recovery from wastes and residues are an essential component of sustainable energy generation from biogas. At the present moment, horse manure is only applied as a small fraction of administered residues. In this research project, the recovery potential of horse manure in biogas process has been investigated. The investigation proceeded by examining the gas formation potential of horse manure with different bedding materials and at different ages of the manure. Subsequently, the effects of mechanical processing at a laboratory and field scale of horse manure application were analyzed. The results depicted that horse manure composed of straw is very suitable for biogas production. When using alternative bedding materials such as sawdust or flax straw, the gas yields are significantly reduced. The older the horse manure however, the more negative effect there was on the recoverable methane yield. The mechanical processing of horse manure by the crossflow grinder (Bio-QZ) resulted in a significant reduction of long-fiber components. This led to a considerable increase in the methane yield of the respective substrate by up to 30 %. In such a case, the treated substrate had to be introduced directly into the fermenter in order to prevent aerobic spoilage of organic matter. In comparison to horse manure, other examined substrates from the renewable resources field (corn silage, grass silage) displayed no significant increase in methane yield with regards to substrate treatment. The outcome of this research on a pilot scale biogas plant have demonstrated that when applying horse manure, a mechanical pre-treatment is absolutely necessary to keep the biogas fermenter free from procedural disturbances and to achieve an adequate degree of degradation. Through the simultaneous operation of two fermenters, where only one of which was equipped with a mechanical treatment, such a significant difference in the reliability and the methane yield was displayed between the two.

The mechanical processing of horse manure requires the use of electrical energy. In order to crush one ton of fresh horse manure in the Bio-QZ, 10 to 12 kWh/t were necessary. For VS content of 30 % for one ton of horse manure, approximately 75 m<sup>3</sup> methane is able to be produced. The electrical energy output is then approximately at 300 kWh/t FM. The energy requirement for the treatment corresponds to less than 4 % of the achievable energy available from horse manure.

Additional studies on other pilot scale plants confirm the results.

## Hintergrund und Zielsetzung des Projektes

Die Energiebereitstellung aus Biogas stellt einen wesentlichen Bestandteil zukünftiger Versorgungskonzepte dar. Die in den vergangenen Jahren in Deutschland kontinuierlich gestiegene Anzahl landwirtschaftlicher Biogasanlagen führte zu einem wachsenden Bedarf an Gärsubstraten. Derzeit werden in Deutschland etwa 10 % der Ackerfläche genutzt, um Biomasse für die Biogaserzeugung herzustellen. Es ist neben der Nutzung von gezielt

erzeugter Biomasse sinnvoll, alternative Substrate heranzuziehen, die als organischer Abfall oder Nebenprodukte der Landwirtschaft oder Nahrungsproduktion nahezu kostenfrei anfallen. Viele dieser Substrate haben bereits den Weg zu einer effizienten Verwertung, unter anderem auch in Biogasanlagen gefunden. Eine große Fraktion von bisher nicht oder nur wenig genutzten Produkten enthält erhebliche Anteile von Faserstoffen und ist damit schwer im Biogasprozess abbaubar bzw. verursacht dort leicht verfahrenstechnische Probleme. Zu diesen Substraten gehört z. B. der Pferdemist.

In Deutschland werden ca. 1 Million Pferde gehalten, die pro Jahr ungefähr 12 Millionen Tonnen Mist erzeugen. Durch die steigende Beliebtheit des Reitsports ist in den kommenden Jahren mit einer kontinuierlichen Zunahme der Pferdezahlen zu rechnen (Fuchs & Steinmetz 2012). Aufgrund von inzwischen ausgeräumten rechtlichen Hemmnissen und Unklarheiten wurde Pferdemist bisher nur in wenigen Fällen und geringen Anteilen zur Biogaserzeugung verwendet. Daher gibt es bisher wenige Daten und Erfahrungen über die Verwertung von Pferdemist in Biogasanlagen. Angesichts der Struktur und heterogenen Zusammensetzung stellt der Pferdemist die Verfahrenstechnik von Biogasanlagen vor große Herausforderungen (Mönch-Tegeeder et al. 2013).

Außerdem werden vor allem bei empfindlicheren Pferden zunehmend alternative Einstreumaterialien mit einem hohen Ligningehalt verwendet, die den Gasertrag des Mistes negativ beeinflussen. Durch die hohen Fasergehalte sind erhöhte Anforderungen an die Rührtechnik zu stellen, um Entmischungen und die Bildung von Schwimmdecken in Biogasanlagen zu verhindern. Zusätzlich ist bedingt durch den trockenen Pferdemist mit einer Erhöhung der Trockensubstanz(TS)-Gehalte der Gärsubstrate und einer Verschlechterung der Fließigenschaften zu rechnen.

Daher wurde in dem Vorhaben „Pferdemist“ im Rahmen des Förderprogramms „Energetische Biomassennutzung“ die Eignung von Pferdemist für den Biogasprozess und die Möglichkeit der Verbesserung der Vergärbarkeit und Biogasausbeute durch mechanische Vorbehandlung untersucht. Hierbei wurde der Pferdemist unmittelbar vor der Nutzung im Fermenter mechanisch über einen Querstromzersetzer aufbereitet, um dessen spezifische Materialoberfläche zu vergrößern, und um so die Abbaubarkeit und Prozessierbarkeit zu verbessern.

## Material und Methoden

### Untersuchungen zum spezifischen Methanertrag

Für die Ermittlung der Methanpotentiale des Pferdemistes und der Eignung der verschiedenen Einstreumaterialien für die Vergärung in Biogasanlagen, wurde zunächst von zehn pferdehaltenden Betrieben im Großraum Stuttgart frischer und gelagerter Mist gesammelt und untersucht. Fünf Betriebe verwendeten ausschließlich Stroh als Einstreumaterial. Die alternativen Einstreumaterialien Strohpellets, Flachstroh, Sägespäne und Holzpellets wurden von je einem Betrieb genutzt. Die Biogas- und Methanerträge wurden mittels Hohenheimer Biogasertragstest (HBT) (Helffrich & Oechsner 2003; Mittweg et al. 2012) entsprechend der Vorgaben der VDI-Richtlinie 4630 ermittelt und als Normliter bezogen auf 1013 hPa und 0 °C angegeben. Der HBT wurde bei  $37,0 \pm 0,5$  °C über eine Gärdauer von 35 Tagen durchgeführt.

### Untersuchungen zur mechanischen Vorbehandlung

Um die Methanausbeute von Pferdemist zu verbessern, wurde an der Forschungsbiogasanlage der Universität Hohenheim an der Versuchsstation Unterer Lindenhof zudem ein Gerät zur mechanischen Aufbereitung, ein sogenannter Querstromzerspaner (Bio-QZ 900) durch den Projektpartner Fa. MEBA, Nördlingen und den Hersteller, Fa. MEWA, Gechingen eingebaut. Da die Forschungsbiogasanlage aus zwei komplett messtechnisch ausgestatteten Vergärungslinien besteht, kann an ihr eine Linie mit dem Aufbereitungsgerät ausgestattet werden. Die Ergebnisse dieser Linie können dann mit denen der zweiten Linie ohne Substrataufbereitung verglichen werden. Der Querstromzerspaner stammt ursprünglich aus dem Bereich der Abfallaufbereitung und wird zur Zerlegung und Trennung gemischter, recycelbarer fester Stoffe (Metalle, Kunststoffe, Reifen) verwendet (Thomé-Kozmiensky & Hoffmann 2010). Er eignet sich aufgrund seiner Robustheit besonders auch zur mechanischen Aufbereitung von faserreicher Biomasse. Es handelt sich im Prinzip um einen robusten „Mixer“, der besonders unempfindlich gegenüber Störstoffen wie z. B. Hufeisen oder Steinen ist. Deshalb ist er für die Aufbereitung von Pferdemist, der diese Fremdkörper enthalten kann besonders gut geeignet.

Ein Querstromzerspaner besteht im Wesentlichen aus einem zylinderförmigen Aufschlussbehälter, den Schleuder- bzw. Schlagwerkzeugen und einem Elektromotor, der diese antreibt (Abbildung 1).

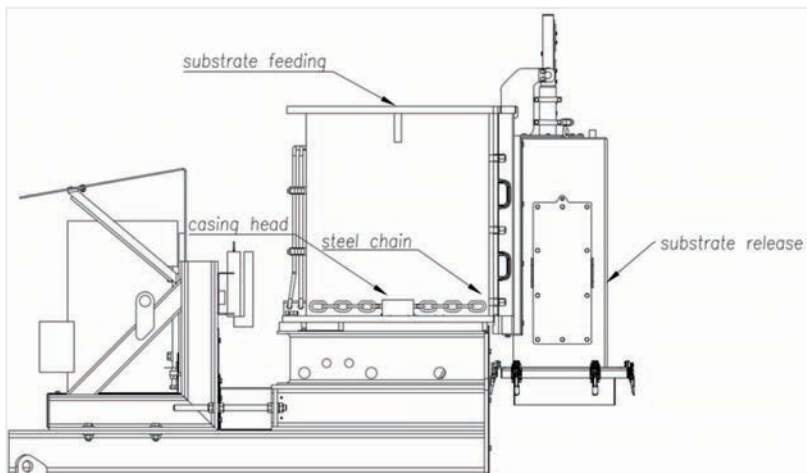


Abbildung 1: MeBa Bio-QZ 900 zur mechanischen Aufbereitung von Biomasse

**Funktionsweise des Querstromzerspaners:**

*Die Schlagwerkzeuge sind über eine Nabe mittig am Boden des Aufschlussbehälters befestigt (Schäfer & Schäfer 2010). Im Betriebszustand rotieren die Ketten und verleihen dem aufzuschließenden Material einen Stoßimpuls, welcher es in Richtung Behälterwand befördert. Durch das dortige Auftreffen und den Impulsen des nachfolgenden Gutstroms bewegt sich das Material in einer spiralförmigen Vertikalbewegung in Rotorlaufrichtung. Am Scheitelpunkt fällt das Material wieder senkrecht auf die Schlagwerkzeuge (Mewa 2010). Die Kräfteinwirkung der Stahlketten, das Auftreffen des Materials auf die Behälterwand und die Reibwirkung innerhalb des Materials führen zum Aufschluss und der Zerkleinerung des aufzubereitenden Gutes. Für die Aufbereitung von Biomasse kann der Bio-QZ grundsätzlich in zwei unterschiedlichen Konfigurationen betrieben werden. Beim Chargenbetrieb wird das Material portionsweise bis zum Erreichen einer vom Anwender zu definierenden Leistungsaufnahme befüllt. Darauf folgt das Zerkleinerungsintervall. Hierbei kann die Verweilzeit substratspezifisch festgelegt werden. Im Anschluss an das Zerkleinerungsintervall öffnet sich der Auslasschieber des Bio-QZ automatisch und das Material wird aus dem Zylinder herausgeschleudert und von darauffolgenden Schnecken in den Fermenter gefördert. Im Durchlaufbetrieb ist der Auslasschieber über den gesamten Betriebszeitraum einen Spalt breit geöffnet. Die Breite des Spaltes ist vom Anwender manuell einstellbar. Durch diesen Spalt wird das zerkleinerte Material kontinuierlich aus dem Prallreaktor ausgetragen. Die Beschickung des Bio-QZ in dieser Betriebsweise erfolgt ebenfalls kontinuierlich und wird über eine frequenzgesteuerte Zuführschnecke gewährleistet. Durch die Steuerung der zugeführten Menge kann der Bio-QZ bei einer definierten Stromaufnahme betrieben werden.*

Gegenstand der Untersuchung waren die Effekte einer mechanischen Vorbehandlung auf die Größe der Substratpartikel und -verteilung, den spezifischen Methanertrag und die Abbaugeschwindigkeit von strohhaltigem Pferdemist. Zusätzlich sollte die für die Aufbereitung von Pferdemist optimale Betriebsweise des Bio-QZ mit einer Anschlussleistung von 55 kW ermittelt werden. Dafür wurde im Chargenbetrieb bei einer Rotationsgeschwindigkeit der Ketten von 1.200 U/min und einem Befüllstop von 65 A die Verweilzeit des Materials im Arbeitsraum des Bio-QZ von 5 bis 30 s variiert. Im Durchflussbetrieb wurde im Versuch bei gleichbeliebender Rotationsgeschwindigkeit eine Schieberöffnung von 10 cm gewählt. Der Pferdemist für diesen Versuch (36,1 % TS-Gehalt) stammte von einem der Versuchsstation benachbarten Reitbetrieb. Die Bestimmung der Biogas- und Methanerträge der aufbereiteten sowie der unbehandelten Varianten erfolgte im 2 Liter-Batchsystem der Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie entsprechend der VDI-Richtlinie 4630 über einen Zeitraum von 35 Tagen bei  $37,0 \pm 0,5$  °C.

**Verwertung von Pferdemist im Praxismaßstab**

Die Untersuchungen zur Vergärbarkeit von Pferdemist und dem Einfluss der mechanischen Aufbereitung im kontinuierlichen Biogasprozess wurden an der Forschungsbiogasanlage Unterer Lindenhof der Universität Hohenheim durchgeführt (Abbildung 2).

Die Biogasanlage besteht aus zwei Fermentern und einem Nachgärer. Die Rundbehälter haben einen Durchmesser von 14 m und eine Höhe von 6 m (800 m<sup>3</sup> Nettovolumen). Die Biogasanlage wird im mesophilen Bereich (40,0 °C) betrieben. Die Fermenter haben jeweils ein separates Eintragssystem für die Feststoffe mit exakter Inputerfassung. Am Fermenter 1 wurde im Rahmen des Forschungsprojektes ein MeWa Bio-QZ 900 installiert. Für die Erfassung der produzierten Biogasmenge und -qualität ist an jedem Fermenter eine Gasmessstrecke vorhanden. Beschickt wurde die Anlage mit einer Mischung aus Rinder-

und Schweinegülle, Pferdemist, Festmist von Rindern und Schweinen, Maissilage, Grassilage, Getreide-Ganzpflanzensilage und Getreideschrot. Für diesen Versuch wurden die beiden Fermenter über einen Zeitraum von 166 Tagen mit der identischen Substratzusammensetzung (Tabelle 1) und -menge beschickt.

Tabelle 1: Prozentuale Zusammensetzung der täglichen Fütterungsration

Substrat	Rationszusammensetzung [%]		
	$\bar{x}$	$\pm$	STD
Gülle	41,4	$\pm$	9,8
Pferdemist	17,6	$\pm$	5,4
Festmist (Rind, Schwein)	8,2	$\pm$	1,8
Maissilage	12,3	$\pm$	2,2
Grassilage	7,9	$\pm$	2,8
Getreide-GPS	9,6	$\pm$	2,7
Getreideschrot	3,0	$\pm$	1,6

Jedem Fermenter wurden täglich  $10,9 \pm 2,0$  t Frischmasse zugeführt. Daraus ergibt sich eine Raumbelastung von  $2,7 \pm 0,4$  kg oTS/m<sup>3</sup>\*d und eine durchschnittliche theoretische Verweilzeit von  $75,7 \pm 13,9$  d. Die in diesem Beitrag dargestellten Ergebnisse beziehen sich auf die 2. Verweilzeit des Versuches (76. bis 166. Versuchstag).

Für die Beurteilung der Abbaueffizienz der beiden Fermenter wurden während der 2. Verweilzeit an drei Zeitpunkten alle zugeführten Substrate beprobt. Anschließend wurde das Gasbildungspotenzial dieser Substrate im HBT an der Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie bestimmt. Anhand der Aufzeichnungen der täglichen Fütterungsmengen konnte der spezifische Methanertrag pro kg zugeführter oTS berechnet werden.



Abbildung 2: Forschungsbiogasanlage Unterer Lindenhof mit installiertem MeWa Bio-QZ 900 am Fermenter 1

## Ergebnisse und Diskussion

### Untersuchungen zum spezifischen Methanertrag

Die spezifischen Methanerträge der untersuchten Pferdemistproben sind in Abbildung 3 dargestellt. Bei der Variante Pferdemist mit Strohpellets konnte kein gelagerter Mist untersucht werden. Erwartungsgemäß zeigte der frische Pferdemist mit Stroh als Einstreumaterial die höchsten Methanerträge von  $0,198 \pm 0,015 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4/\text{kg oTS}$ . Kein Unterschied im Methanertrag konnte zum Mist mit Strohpellets ( $0,191 \pm 0,005 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4/\text{kg oTS}$ ) festgestellt werden. Mit steigendem Ligningehalt der Einstreumaterialien konnte auch eine deutliche Abnahme der spezifischen Methanerträge beobachtet werden. So lag der spezifische Methanertrag des Pferdemistes mit Flachstroh bei  $0,150 \pm 0,005 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4/\text{kg oTS}$ , bei dem Mist mit Sägespänen bei  $0,114 \pm 0,002 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4/\text{kg oTS}$  und bei dem Pferdemist mit Holzpellets als Einstreu nur noch bei  $0,104 \pm 0,003 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4/\text{kg oTS}$ .

Die Lagerung des Pferdemistes über einen Zeitraum von vier Wochen zeigte bei allen Varianten eine Reduzierung des spezifischen Methanertragspotenzials. So verringerte sich der Methanertrag bei dem Pferdemist mit Stroh um 24 %. Bei den anderen untersuchten Proben fiel der Ertragsverlust geringer aus. So betrug die Abnahme bei dem Mist mit Flachseinstreu 21 %, bei den Sägespänen rund 10 % und bei den Holzpellets 15 %. Die Ergebnisse aus diesem Versuch zeigen, dass sich Pferdemist mit Stroheinstreu sehr gut als Substrat zur Erzeugung von Biogas eignet. Aufgrund der geringen Methanerträge der alternativen Einstreumaterialien und der zu erwartenden verfahrenstechnischen Probleme in Biogasanlagen muss jedoch von einer Nutzung dieser Materialien in konventionellen Anlagensystemen abgeraten werden. Des Weiteren führt die Lagerung des Pferdemistes zu einer aeroben Rotte. Durch diese Rotte kommt es zu einem hohen Verlust von vergärbaren organischen Substanzen und möglicherweise dem Ausstoß von klimaschädlichen Gasen. Daher sind bei der Nutzung von Pferdemist in Biogasanlagen Zwischenlagerungszeiten zu vermeiden.

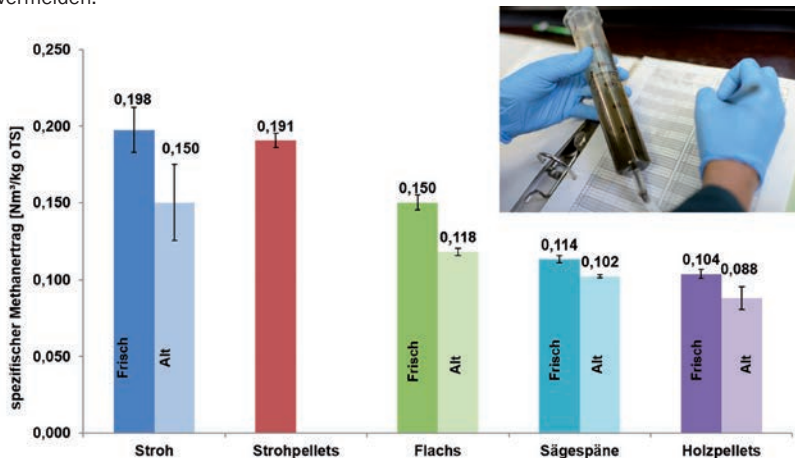


Abbildung 3: Spezifischer Methanertrag von frischen und gelagerten Pferdemist mit unterschiedlicher Einstreu (Laborversuche)



### Untersuchungen zur mechanischen Vorbehandlung

Aufgrund der hohen Faseranteile besteht die Annahme, dass die mechanische Aufbereitung des Pferdemistes einen positiven Effekt auf den spezifischen Methanertrag und die Abbaugeschwindigkeit hat. Die Ergebnisse der Gasertragsbestimmungen der verschiedenen Aufbereitungsstufen sind in Abbildung 4 dargestellt.

Nach der 35-tägigen Gärdauer lag der spezifische Methanertrag des unaufbereiteten Pferdemists bei  $0,236 \pm 0,009 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4/\text{kg oTS}$ . Im Vergleich zu den vorherigen Ergebnissen zeigte der in diesem Versuch verwendete Pferdemist einen deutlich höheren Methanertrag. Die Ursache für diese Abweichungen lässt sich durch die hohe Variabilität der Zusammensetzung von Pferdemist erklären. Die Vorbehandlung des Pferdemistes im kontinuierlichen Betrieb des Bio-QZ zeigte keine signifikante Erhöhung des spezifischen Methanertrages ( $0,241 \pm 0,003 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4/\text{kg oTS}$ ). Die Aufbereitung im Chargenbetrieb führte mit allen Zerkleinerungszeiten zu einem signifikanten Anstieg der spezifischen Methanproduktion des Pferdemistes. Die höchsten Erträge wurden bei der Variante 15 s Aufbereitungszeit erzielt ( $0,257 \pm 0,003 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4/\text{kg oTS}$ ). Interessanterweise führte die Aufbereitungsdauer von 30 s zu einer geringen Verschlechterung der spezifischen Gasausbeute gegenüber der 15 s Variante. Die Ursache hierfür liegt mit hoher Wahrscheinlichkeit in der starken Erwärmung der Materialien durch die mechanische Aufbereitung und dem dadurch verursachten Verlust von flüchtigen organischen Substanzen. Für den Einsatz im Praxismaßstab erscheint daher eine Aufbereitungszeit von 15 s mit dem Bio-QZ optimal. Die Betrachtung der Abbaugeschwindigkeit der aufbereiteten Proben zeigt einen deutlichen Effekt der mechanischen Vorbehandlung durch den Bio-QZ (Abbildung 5). So wurde der Zeitraum bis zum Erreichen der maximalen Methanproduktion um bis zu 21 % verkürzt. Zusätzlich wurde für die aufbereiteten Proben eine Steigerung der maximalen Methanproduktion (rb) beobachtet.

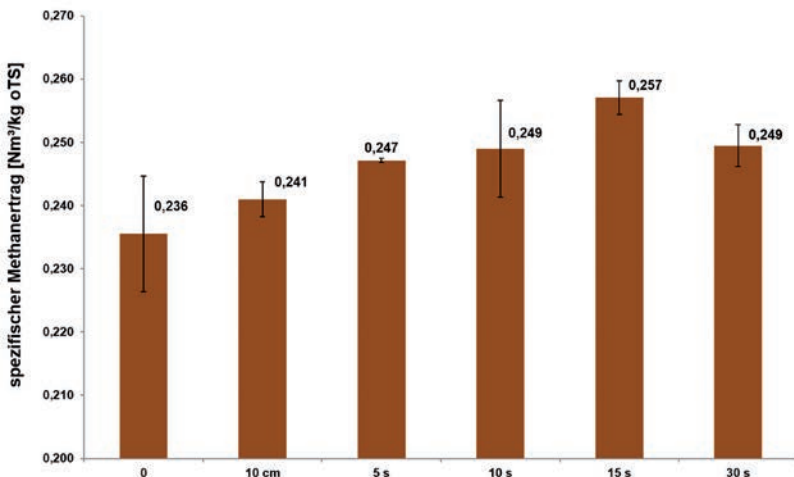


Abbildung 4: Spezifische Methanerträge der verschiedenen Aufbereitungsstufen des Pferdemistes

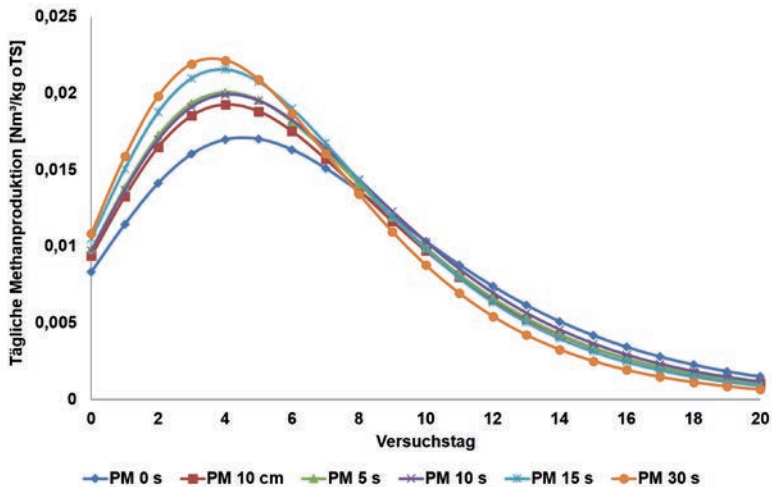


Abbildung 5: Berechnete tägliche spezifische Methanerträge der verschieden Aufbereitungsstufen des Pferdemistes

### Verwertung von Pferdemist im Praxismaßstab

Die Ergebnisse der Beprobungen der eingesetzten Substrate an der Forschungsbiogasanlage sind in Tabelle 2 dargestellt. Die TS- und oTS-Gehalte der Substrate sowie die mittels HBT bestimmten spezifischen Methanerträge zeigen keine Abweichungen gegenüber in der Literatur veröffentlichte Daten (Oechsner 2005; Döhler et al. 2007). Anhand dieser Ergebnisse wurde der spezifische Methanertrag der den Fermentern täglich zugeführten Substratmenge berechnet.

Tabelle 2: Mittelwerte der Untersuchungen zu den TS- und oTS-Gehalten sowie der spezifischen Methanerträge der eingesetzten Substrate in der zweiten Verweilzeit an der Forschungsbiogasanlage Unterer Lindenhof

Substrat	TS [% FM]			oTS [% FM]			Spezifischer Methanertrag [Nm³/kg oTS]		
	X	±	STD	X	±	STD	X	±	STD
Gülle	2,4	±	1,3	1,7	±	1,1	0,265	±	0,008
Pferdemist	32,4	±	13,5	28,2	±	13,5	0,224	±	0,010
Festmist	31,9	±	19,5	26,8	±	16,3	0,180	±	0,071
Maissilage	27,8	±	1,8	26,7	±	1,8	0,376	±	0,006
Grassilage	26,7	±	12,1	22,6	±	11,1	0,351	±	0,014
Getreide-GPS	36,9	±	7,3	34,2	±	6,6	0,336	±	0,007
Getreideschrot	86,2	±	0,6	84,6	±	0,3	0,395	±	0,009

Die während der Versuchsphase zugeführten Substrate hatten einen durchschnittlichen spezifischen Methanertrag von  $0,306 \pm 0,015 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4/\text{kg}$  zugeführte oTS (Abbildung 6). Im Fermenter 1 mit der mechanischen Aufbereitung lag der gemessene spezifische Methanertrag nach einer ca. 76-tägigen Verweilzeit mit  $0,272 \pm 0,038 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4/\text{kg}$  zugeführte oTS um lediglich 11 % niedriger als der theoretisch erwartete Methanertrag. Da im Gegensatz zum HBT von keinem vollständigen Abbau der Substrate im Fermenter nach einer solchen Verweilzeit ausgegangen werden kann, ist diese niedrigere Ausbeute zu vernachlässigen. Durch die fehlende Vorbehandlung der Substrate im Fermenter 2 lag die spezifische Methanproduktion pro zugeführter oTS um 35 % niedriger als der Erwartungswert. Diese drastische Abweichung des Methanertrags vom Erwartungswert zeigt einen unzureichenden Abbau der zugeführten Substrate im Fermenter 2 und damit eine signifikant niedrigere Biogasproduktion als Fermenter 1.

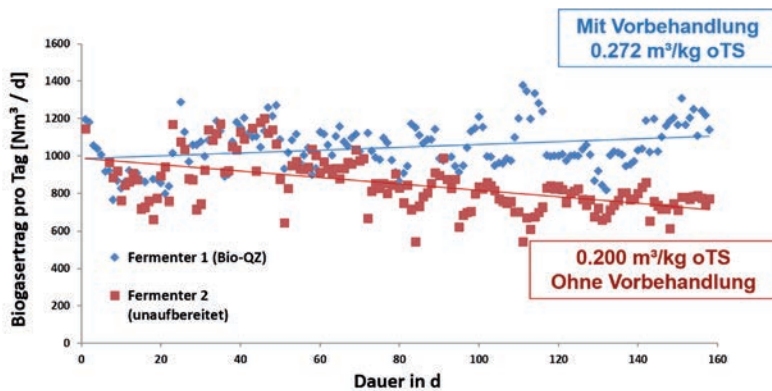


Abbildung 6: Entwicklung der täglichen Biogasproduktion der beiden parallel gefahrenen Fermenter. Fermenter 1 mit mechanischer Substrataufbereitung durch den Bio-QZ, Fermenter 2 ohne Substrataufbereitung.

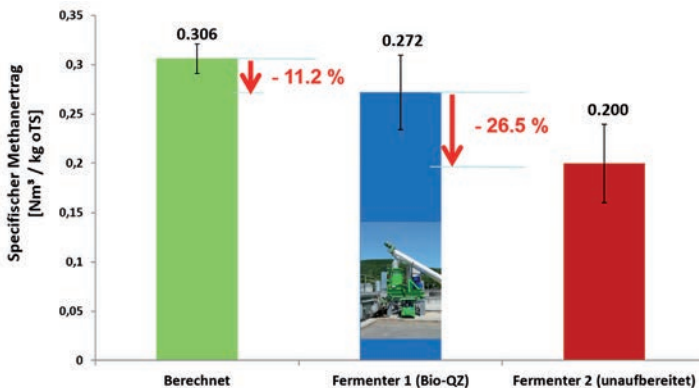


Abbildung 7: Vergleich des aus den HBT-Ergebnissen berechneten spezifischen Methanertrags der täglich zugeführten Substratmengen und der gemessenen spezifischen Methanproduktion der Fermenter an der Forschungsbiogasanlage Unterer Lindenhof in der 2. Verweilzeit (76 d)

### Energiebedarf der mechanischen Substratvorbehandlung

Einen wesentlichen Einfluss auf das wirtschaftliche Ergebnis einer Biogasanlage hat deren Eigenstrombedarf (Naegele et al. 2012). Dieser wird erheblich durch den Einsatz von zusätzlichen Komponenten beeinflusst. Die Aggregate zur mechanischen Substratvorbehandlung haben aufgrund ihrer Herkunft aus dem Recyclingbereich in der Regel sehr hohe elektrische Anschlussleistungen. Um den Energiebedarf des Bio-QZ zu beurteilen wurde der Stromverbrauch für die Zerkleinerung über den gesamten Versuchszeitraum erfasst und auf die Tonne aufbereitetem Substrat bezogen. Der Energiebedarf des Bio-QZ war über den gesamten Zeitraum relativ konstant mit  $11,3 \pm 2,6$  kWh/t FM. Bei einem oTS-Gehalt des Pferdemistes von 30 % können aus einer Tonne ca.  $75 \text{ m}^3$  Methan erzeugt werden. Der elektrische Energieertrag aus Pferdemist liegt dann ca. bei  $300 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t FM}$ . Der Energiebedarf für die Aufbereitung entspricht damit weniger als 4 % der aus Pferdemist erzielbaren Energie. Dieser Aufwand ist durchaus akzeptabel, da der Pferdemist ohne Aufbereitung nicht oder nur in kleinen Mengen (unter 5 %) als Substrat für die Biogasanlage genutzt werden könnte und somit als Energieträger verloren ginge.

### Datenerhebung an weiteren Praxisbiogasanlagen

Neben den bisher beschriebenen Untersuchungen im Biogaslabor und an der Forschungsbiogasanlage wurde an insgesamt sechs weiteren Biogasanlagen, die als Gärsubstrat unter anderem Pferdemist einsetzen, Daten erhoben und Messungen durchgeführt, um die Möglichkeit der Nutzung von Pferdemist in der Praxis zu ermitteln. Einer der betrachteten Betriebe verzichtete vollständig auf die Substrataufbereitung, ein Betrieb nutzte ein absätziges Verfahren mit Aufbereitung in einem Schredder in Kombination zu einer Kugelmühle, ein Betrieb verdichtete und befeuchtete den Pferdemist während der Zwischenlagerung, zwei Betriebe nutzten einen Querstromzerspaner. Diese Betriebe hatten Bemessungsleistungen zwischen 184 und  $700 \text{ kW}_{\text{el}}$ . Die Aufbereitung verursachte dabei Kosten zwischen  $3,26 \text{ €/t FM}$  (Befeuchtungsvariante) und  $21,88 \text{ €/t FM}$  (Schredder + Kugelmühle). Für die QZ-Varianten ergaben sich Kosten in Höhe von  $12,15 \text{ €/t FM}$ . Die Aufbereitungskosten sind unter anderem auch durch die hohen Investitionskosten ein wesentlicher Einflussfaktor auf die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlagen. Da die Aufbereitungsgeräte in der Regel leistungsstark sind, bietet sich deren Einsatz an, wenn auch größere Mengen an Pferdemist in guter Qualität zur Verfügung stehen. Eine zu behandelnde Menge von mehr als  $5.000 \text{ FM/a}$  an einem Betrieb ist meist sinnvoll. Zur Vermeidung von Verlusten an organischer Substanz nach der Substrataufbereitung ist eine unmittelbare Einbringung des Substrates in den Fermenter zu empfehlen.

## Literatur

- DÖHLER, H.; ECKEL, H.; FRÖBA, N.; GREBE, S.; HARTMANN, S.; HÄUSSERMANN, U. (2007): Faustzahlen Biogas. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, Darmstadt.
- FUCHS, C.; STEINMETZ, A. K. (2012): Pferdehaltung: Planen und kalkulieren, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V, Darmstadt.
- HELFFRICH D.; U. OECHSNER, H. (2003): Hohenheimer Biogasertragstest - Vergleich verschiedener Laborverfahren zur Vergärung von Biomasse, Landtechnik 3/2003, S. 148–149.
- MEWA (2010): Universal-Querstromzersetzer: Serie Uni-Cut QZ. M. M.-u. A. GmbH. Gechingen.
- MITTWEG, G.; OECHSNER, H.; HAHN, V.; LEMMER, A.; REINHRADT-HANISCH, A. (2012): Repeatability of a laboratory batch method to determine the specific biogas and methane yields. *Engineering in Life Sciences*, 12 (3), pp. 270–278.
- MÖNCH-TEGEDER, M.; LEMMER, A.; OECHSNER, H.; JUNGBLUTH, T. (2013): Investigation of the methane potential of horse manure. *Agricultural Engineering International: CIGR Journal*, 15 (2), pp. 161–172.
- MÖNCH-TEGEDER, M.; LEMMER, A.; OECHSNER, H. (2014): Enhancement of methane production with horse manure supplement and pretreatment in a full-scale biogas process. *Energy*, 73, pp. 523–530.
- NAEGELE, H.; LEMMER, A.; OECHSNER, H.; JUNGBLUTH, T. (2012): Electric energy consumption of the full scale research biogas plant "Unterer Lindenhof": Results of longterm and full detail measurements. *Energies*, 5 (12), pp. 5198–5214.
- OECHSNER H.; HELFFRICH, D. (2004): Kofermentation in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Abfalltage 2004 Baden-Württemberg, 22./23.09.2004, Tagungsband.
- SCHÄFER, S.; SCHÄFER, A. (2010): Neue Möglichkeiten für die Aufschlusszerkleinerung beim Recycling durch den Universal-Querstromzersetzer. In: *Recycling und Rohstoffe*. K. Thomé-Kozmiensky and D. Goldmann. Neuruppin, S. 287–299.
- THOMÉ-KOZMIENSKY, K. J.; HOFFMANN, B. (2010): Mechanische Aufbereitung von Abfällen. In: *Recycling und Rohstoffe*. Neuruppin, S. 141–285.
- VDI 4630 (2006): Fermentation of organic materials - characterization of the substrate, sampling, collection of material data, fermentation tests. VDI-Society Energy and Environment.



Foto: Holger/pixelio.de

## Biomethan aus Biogut – eine Hemmnisanalyse

Sabine Strauch<sup>1</sup>, Daniel Maga<sup>1</sup>, Thomas Raussen<sup>2</sup>, Ulla Koj<sup>2</sup>, Jan Hildebrand<sup>3</sup>, Petra Schweizer-Ries<sup>3</sup>

**Vorhaben: Bioabfallmethan – Optimierte energetisch-stoffliche Nutzung biogener Abfälle in Deutschland – Potenzial, Technik und Wirtschaftlichkeit der Erzeugung und Einspeisung von Biogas aus der Vergärung von Bioabfällen, Hemmnisanalyse und Entwicklung einer akzeptanzfördernden Kommunikationsstrategie**

**FKZ-Nr.:** 03KB070

**Laufzeit:** 01.10.2012 – 30.06.2014

**Zuwendungssumme:** 285.766 €

### **Koordination:**

<sup>1</sup> Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT  
Osterfelder Straße 3, 46047 Oberhausen  
[www.umsicht.fraunhofer.de](http://www.umsicht.fraunhofer.de)

### **Projektpartner:**

<sup>2</sup> Witzenhausen-Institut für Abfall, Umwelt und Energie GmbH  
Werner-Eisenberg-Weg 1, 37213 Witzenhausen  
[www.witzenhausen-institut.de](http://www.witzenhausen-institut.de)

<sup>3</sup> IZES gGmbH Institut für Zukunftsenergiesysteme  
Altenkesseler Strasse 17, Geb. A1, 66115 Saarbrücken  
[www.izes.de](http://www.izes.de)

### **Kontakt:**

Sabine Strauch  
Telefon: +49 (0)208 8598-1429  
E-Mail: [sabine.strauch@umsicht.fraunhofer.de](mailto:sabine.strauch@umsicht.fraunhofer.de)

**Sabine Strauch (Projektleiterin):**

*Heute schon wird kommunaler Bioabfall zur Strom- und Wärmeproduktion genutzt. Aber Biogut kann noch viel mehr. Biomethan aus Biogut kann in Biomethan-BHKW noch effizienter als in der Direktverstromung genutzt werden. Als Biokraftstoff kann es zu grüner Mobilität beitragen. Potenziale, für deren Realisierung es jedoch einer Verbesserung der aktuellen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen bedarf.*



## Zusammenfassung

Bioabfallbehandlungsanlagen mit Vergärungsstufe verwerten das erzeugte Biogas meist in Direktverstromung. Alternativ dazu öffnet die Biomethanproduktion effiziente Verwertungswege für Biogas. Ziel des Projektes war es, die Biomethanproduktion aus Biogut aus verschiedenen Sichtwinkeln zu beleuchten und dabei technische, ökonomische, ökologische, organisatorisch-strukturelle als auch sozialwissenschaftliche Aspekte in einer Hemmnisanalyse zu untersuchen.

Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass bei flächendeckender Biogutsammlung und Intensivierung der Sammelmenge ein energetisches Potenzial von 1,1 bis 1,8 TWh<sub>HS</sub> pro Jahr zur Verfügung steht. Die fehlende Wirtschaftlichkeit von Biomethanprojekten konnte als wichtigstes Hemmnis herausgearbeitet werden. Die Rahmenbedingungen für die Errichtung integrierter Bioabfallvergärungs- und -kompostierungsanlagen sind derzeit günstig. Die Biomethanproduktion stellt jedoch nach der EEG-Novelle 2014 kein attraktives Geschäftsmodell gegenüber der Direktverstromung dar. Auch der Biokraftstoffmarkt bietet kurz- und mittelfristig keine Alternative.

Die Ergebnisse der sozialwissenschaftlichen Untersuchung zeigen insbesondere die Relevanz kommunikativer Aspekte bei der Anlagenplanung, hierbei vor allem das Vertrauen in die Kompetenz und Ehrlichkeit der verantwortlichen Akteursgruppen. Weiterhin spielen die Transparenz der Vorgehensweise sowie der konstruktive Umgang mit Experten-Laien-Unterschieden eine zentrale Rolle.

Die Ökobilanz bestätigt, dass eine energetische Nutzung von Biogut immer klimaschonender ist als die reine Kompostierung. Durch die Verstromung von Biomethan in Gasmotoren mit hohem elektrischen Wirkungsgrad können Klimaschutzeffekte realisiert werden, welche die von Direktverstromungsanlagen mit hoher Wärmenutzung übersteigen.

## Summary

Biowaste processing plants with anaerobic digestion (AD) stage most often utilise the generated biogas stream in gas engines on site. Alternatively, biomethane production opens efficient utilisation pathways. The project aimed at discussing the biomethane production from communal biowaste from different perspectives and, thereby, investigates technological, economical, ecological, management-administrative as well as social aspects.

The study results in an annual energetic potential of 1.1 to 1.8 TWh<sub>HS</sub> for the case communal biowaste is collected nation-wide and collection will be intensified. The missing economical

feasibility of biomethane projects is considered to be the most important obstacle. The framework conditions for the implementing integrated biowaste AD and composting plants are attractive, however, compared with CHP operation on site, biomethane production does not represent an attractive business model due to the amendments of the Renewable Energy Act in 2014. Also, the biofuel market does not offer short or midterm perspectives.

Die results of the social investigation show the relevance of communicative aspects during the plant engineering period, in this context especially the faith in the competence and honesty of the responsible actors. The life-cycle-analysis confirms that an energetic utilisation of biowaste is more beneficial for the climate compared to solely composting. When using biomethane in gas engines with high electric efficiency degree it is possible to reach higher GHG mitigation effects than with biogas CHP on site with high heat utilisation.

## Hintergrund

Bio- und Grünabfälle (Biogut) werden in Deutschland getrennt erfasst und überwiegend in Kompostierungsanlagen verwertet. Demgegenüber weist die Bioabfallvergärung mit anschließender Gärrestkompostierung deutliche klima- und ressourcenschonende Vorteile auf. Zur Maximierung des Klimaschutzes durch die Bereitstellung erneuerbarer Energien aus Bioabfällen ist eine effiziente Energieverwertung des Biogases erforderlich. Die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas ermöglicht die Nutzung der Erdgasinfrastruktur für Gastransport und -speicher. Auf diese Weise kann die Biogasproduktion von der Verwendung entkoppelt werden und effiziente Verwertungspfade in Kraft-Wärme-Kopplung oder Erdgasmobilität erschlossen werden. Während jedoch die Biogasaufbereitung aus nachwachsenden Rohstoffen mit einer Anzahl von mehr als 150 Anlagen in Betrieb Ende 2014 als etabliert angesehen werden kann, wird das Biogas von anaeroben Behandlungsanlagen für Biogut derzeit nur in sieben Fällen zur Biomethanproduktion genutzt (Abbildung 1). Die vorliegende Studie verfolgt das Ziel, Hemmnisse für die Biomethanproduktion aus Biogut zu identifizieren und zu analysieren, um anschließend auf dieser Grundlage Handlungsmaßnahmen aufzuzeigen. In erster Linie wurde dabei deutlich, dass unter den aktuellen Rahmenbedingungen, hier vor allem EEG Novelle 2014 und der Biokraftstoffquotenmarkt, die Biomethanproduktion gegenüber der Direktverstromung nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Weitere Hemmnisse konnten identifiziert werden, sind der fehlenden Wirtschaftlichkeit von Biomethanprojekten aber nachrangig zu werten.



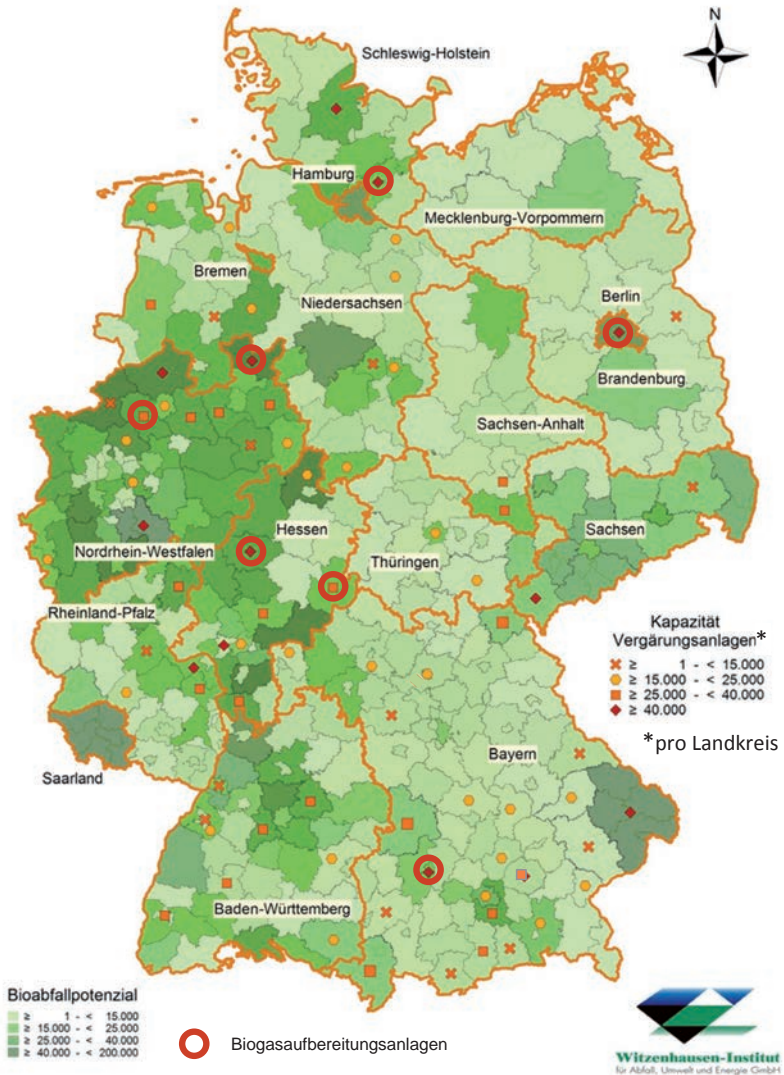


Abbildung 1: Übersicht über die Verteilung der Biogutvergärungsanlagen in den bundesdeutschen Landkreisen; Grafik hintergrund: Biogutpotenzial (absolute Sammelmengen) in den Landkreisen bei flächendeckender Einführung der Biotonne und Ausweitung der spezifischen Sammelmenge, Quelle: Witzenhausen-Institut

## Stoffliches Potenzial der Biomethanproduktion aus Biogut

Bei flächendeckender Einführung der Biotonne bzw. Ausweitung der spezifischen Sammelmenge können bis zu 6 Mio. Tonnen Biogut gesammelt werden (Tabelle 1). Da die Biotonne durch das novellierte Kreislaufwirtschaftsgesetz zum 1.1.2015 verpflichtend eingeführt wurde, wird mit ansteigenden Mengen gerechnet.

Für die erfolgreiche Implementierung einer Biomethanproduktion aus Biogut stellt das Vorhandensein eines ausreichend großen Stoffstroms ein wichtiges Kriterium dar. Diese Untergrenze kann bei ca. 40.000 Mg/a Biogut gezogen werden. Bei sehr günstigen Standortbedingungen kann diese Grenze ggfs. bis auf 30.000 Mg/a gesenkt werden. Die Analyse der in Deutschland vorhandenen Bioabfallbehandlungsanlagen zeigt, dass 28 Kompostierungsanlagen über eine genehmigte Anlagenkapazität von mehr als 40.000 Mg/a an Biogutinput verfügen, die im Hinblick auf die Biomethanproduktion als besonders geeignet zu bewerten sind.

Die weitergehende Potenzialabschätzung kommt zu dem Ergebnis, dass bei flächendeckender Biogutsammlung und Intensivierung der Sammelmenge bundesweit 18 öffentlich rechtlichen Entsorgern (öRE) über 40.000 Mg/a Biogut erfassen würden. Bei 48 öRE würde die Sammelmenge über 30.000 Mg/a Biogut liegen. Dies entspricht einem energetischen Potenzial von 1,1 bis 1,8 TWh<sub>HS</sub> pro Jahr (brennwertbezogen).

Grundlegend bietet sich zudem eine qualitative und quantitative Ergänzung des Biogutpotenzials durch verstärkte Erfassung der Küchen- und Nahrungsabfälle aus Haushaltungen an.

Tabelle 1: Biogutpotenzial bezogen auf die Gebietsstruktur (Ew/km<sup>2</sup>) bei flächendeckender Einführung der Biotonne bzw. Ausweitung der spezifischen Sammelmenge, Quelle: Witzenhausen-Institut

Bioabfallpotenzial	Einführung Biotonne		Ausweitung Biotonne	
	spezifisch	gesamt	spezifisch	gesamt
Gebietsstruktur				
A > 2.000 Ew/km <sup>2</sup>	27 kg/Ew.*a	400.000 Mg/a 8 %	32 kg/Ew.*a	470.000 Mg/a 8 %
B 1.000-2.000 Ew/km <sup>2</sup>	58 kg/Ew.*a	500.000 Mg/a 11 %	67 kg/Ew.*a	600.000 Mg/a 10 %
C 150-1.000 Ew/km <sup>2</sup>	75 kg/Ew.*a	2.800.000 Mg/a 56 %	92 kg/Ew.*a	3.400.000 Mg/a 56 %
D < 150 Ew/km <sup>2</sup>	61 kg/Ew.*a	1.300.000 Mg/a 26 %	76 kg/Ew.*a	1.600.000 Mg/a 26 %
<b>Summe</b>	<b>61 kg/Ew.*a</b>	<b>5.000.000 Mg/a</b>	<b>75 kg/Ew.*a</b>	<b>6.000.000 Mg/a</b>

## Produktion von Biogas aus Biogut

Biogut wird in Bioabfallbehandlungsanlagen mit vorgeschalteter Vergärungsstufe zu Biogas und Gärprodukten umgesetzt. Die Trockenfermentation hat bei der Vergärung von Biogut gegenüber der Nassfermentation verfahrenstechnische Vorteile. Aufgrund der höheren Gaserträge, der Automatisierbarkeit des Verfahrens und vor allem wegen der Vermeidung von Fremdlufteintrag sind bei der Biogasaufbereitung und -einspeisung kontinuierliche Vergärungsverfahren (z. B. Pfropfenstromverfahren) in der Regel den diskontinuierlichen Verfahren (z. B. Garagen- oder Boxenverfahren) vorzuziehen. Technische Anpassungen an diskontinuierlichen Verfahren ermöglichen jedoch auch deren Einsatz für die Biomethanproduktion. Bei kontinuierlichen Trockenfermentationsverfahren ist ihrer Sensitivität gegenüber Störstoffen mit der Absiebung grobstückiger Materialien und Fremdstoffe Rechnung zu tragen.

## Adaptionsbedarf der Biogasaufbereitungstechnologie

Aus verfahrenstechnischer Sicht steht die Aufbereitung von Biomethan aus Biogut im Vergleich zur Biomethanproduktion aus nachwachsenden Rohstoffen vor besonderen technischen Herausforderungen. Bioabfallstämmiges Gas unterscheidet sich in der Regel durch ein breites Spektrum an Spurengasen als auch durch höhere Konzentrationen von Ammoniak, Wasserstoff, schwefelhaltigen Verbindungen, höheren Kohlenwasserstoffen (z. B. Terpene, Ketone, Aromaten) und siliziumorganischen Verbindungen.

Sechs verschiedene Biogasaufbereitungsverfahren gelten heute als etabliert und praxiserprobt. Hierzu gehören die Druckwechseladsorption, die Druckwasserwäsche, die Aminwäsche, die Polyglykolwäsche, die Membrantechnologie sowie das Hybridverfahren aus Membran- und Kryotechnologie. Hinsichtlich ihres Wirkungsprinzips als auch in Bezug auf ihr Verhalten gegenüber Spuren- und Begleitgasen unterscheiden sich die einzelnen Aufbereitungsverfahren (Tabelle 2). Allen Verfahren ist jedoch gemein, dass bei höheren Konzentrationen von Schwefelwasserstoff und Ammoniak eine zuverlässige Gasvorbehandlung essentiell ist, um zum einen die Anforderungen an die Produktgasqualität zu erfüllen und zum anderen Beeinträchtigungen beim Betrieb der Aufbereitungsanlage zu verhindern. So besteht bei parallelem Auftreten von sauren (z. B.  $\text{H}_2\text{S}$ ) und basischen Gaskomponenten (z. B.  $\text{NH}_3$ ) die Gefahr der Ablagerung und Anreicherung von Reaktionskomponenten.

Für Biogasaufbereitungsanlagen sind nach GasNZV die Arbeitsblätter G260 und G262 (Stand 2007) verbindlich. Durch die Aktualisierung der Arbeitsblätter bzw. im Rahmen der Entwicklung eines europäischen Biomethanstandards sind siliziumorganische Verbindungen in die Diskussion geraten. Biogas aus Biogut kann je nach Substratzusammensetzung siliziumorganische Verbindungen enthalten. Es gibt keine Hinweise darauf, dass siliziumorganische Verbindungen durch die marktverfügbaren  $\text{CO}_2$ -Trennverfahren ohne Gasvorbe-

handlung abgereinigt werden können. Die Behandlung kann jedoch durch handelsübliche Aktivkohle adsorptiv realisiert werden, wobei die Wechselwirkung (konkurrierende Adsorption) zu niedrigen Beladungsraten und damit zu hohen Betriebskosten führen kann. Es bedarf eines abgestimmten verfahrenstechnischen Konzepts (Gastrocknung, Entfernung höherer Kohlenwasserstoffe), um eine kosteneffiziente Gasreinigung zu realisieren. Zudem besteht Standardisierungsbedarf bezüglich eines geeigneten Messverfahrens für siliziumorganische Verbindungen.

Table 2: Verhalten verschiedener CO<sub>2</sub>-Äbrennverfahren gegenüber Spurenstoffen in Biogas, Quelle: Fraunhofer UMSICHT

	Druckwechseladsorption	Druckwas-serwäsche	Aminwäsche	Polyglykol-wäsche	Membranfiltration
Wasserstoff H <sub>2</sub>	+	—	—	—	—
Ammoniak NH <sub>3</sub>	+	+	-/0	+	0
Schwefelhaltige Verb. z. B. H <sub>2</sub> S	0	+	0	+	0
Siliziumorganische Verbindungen	—	—	—	+	—
Kohlenwasserstoffe (z. B. Terpene)	0/-	—	—	—	-/0
- Wirkt nicht mit dem Verfahren im Wechsel; geht durch und gelangt ins Produktgas					
0 Schädigt das Verfahren, Vorabentfernung notwendig					
+ Wird vom Verfahren zurückgehalten und reichert sich ggf. im Arbeitsmittel bzw. in der Anlage an					

## Ökonomische Betrachtung

Die Rahmenbedingungen für die Errichtung integrierter Bioabfallvergärungs- und -kompostierungsanlagen sind derzeit günstig. Das Aufkommen an Bioabfällen wird zunehmen, das derzeitige niedrige Zinsniveau begünstigt kapitalintensive Maßnahmen. Die Größe der Anlagen hat ab einer unteren Grenze, die in einer Größenordnung von 10.000 Mg/a liegen dürfte, eine geringere als erwartete Auswirkung auf den Behandlungspreis der Anlagen. Dieser liegt bei Anlagen nach dem Stand der Technik in einer Größenordnung von 45 bis 65 €/Mg netto. Günstigere Behandlungspreise lassen sich nur erzielen, wenn wesentliche Strukturen, wie z. B. ausreichend dimensionierte Nachrotteflächen vorhanden sind oder wenn optimale Bedingungen für die Nutzung des Biogases (Wärme) und der Gärprodukte vorliegen. Einsparungen beim Behandlungspreis durch Verzicht auf emissionsmindernde Maßnahmen sind weder zeitgemäß noch nachhaltig.

Die Biomethangestehungskosten unterliegen einer großen Streuung und sind abhängig von der verwendeten Technologie sowie den Bedingungen für Netzanschluss und Biomethanhandel. Durch die Novellierung des EEG zum 01.08.2014 ist die Verstromung von

Biomethan aus Bioabfallvergärungsanlagen wirtschaftlich im Vergleich zur Vor-Ort Verstromung nicht mehr darstellbar. Auch der Biokraftstoffmarkt bietet kurz- und mittelfristig nur geringe Chancen. Zudem ist die Nutzung des Biomethans als Kraftstoff Schwankungen der Märkte und der politischen Rahmenbedingungen unterworfen und stellt – insbesondere für investierende öffentliche Träger – ein hohes Risiko dar.

## Sozialwissenschaftliche Betrachtung

Innerhalb der sozialwissenschaftlichen Betrachtung mit den Schwerpunkten der Analyse von Akzeptanz- und Kommunikationsprozessen wurden in drei Beispielkommunen zentrale Akteure anhand qualitativer Interviews untersucht. Die Ergebnisse zeigen insbesondere die Relevanz kommunikativer Aspekte bei der Anlagenplanung, hierbei vor allem das Vertrauen in die Kompetenz und Ehrlichkeit der verantwortlichen Akteursgruppen. Weiterhin spielen die Transparenz der Vorgehensweise sowie der konstruktiven Umgang mit Experten-Laien-Unterschieden, beispielsweise bei der Wahrnehmung und Bewertung möglicher Risiken, eine zentrale Rolle.

Akzeptanzfaktoren auf Haushaltsebene aus dem Bereich der Akzeptanz von „klassischen“ Biogasanlagen wie z. B. Geruch und Umwelt- und Gesundheitsbelastungen im Sinne einer prinzipiellen Schädigungsfreiheit sind ebenfalls wichtig, aufgrund der bisher nur geringem Maße vorhandenen konkreten Erfahrungen aber nicht so zentral. Dementsprechend stellen sich hier die Akzeptanzfragen eher auf der Ebene kommunaler Akteure und Institutionen mit einem starken Fokus auf Wirtschaftlichkeit.

Als Konsequenz erscheint für die Bioabfallmethantechnologie eine gezielte Kommunikation der Besonderheiten und dabei insbesondere auch der Vorteile und des kommunalen Nutzens von Bioabfallmethananlagen im Vergleich zu anderen Techniken der Bioenergieproduktion, z. B. konventioneller Biogasanlagen, sinnvoll. Hierzu zählen beispielsweise die Unterschiede in puncto Größe und Substratmengen, verantwortlicher Akteursstrukturen mit anderen Rollen und Aufgaben sowie die eher kommunale und regionale statt lokal-nachbarschaftliche Ausrichtung. Hier zeigen sich als potentielle Vorteile bzw. Konfliktminderungspotentiale die durch den Aufbau auf bestehende Kompostierungsanlagen auftretenden Gewöhnungseffekte sowie eine Nicht-Betroffenheit durch bestehende Standortspezifika; d. h. bereits erfüllte Umweltauflagen und erprobte Transportkonzepte. Ein weiterer positiver Aspekt besteht in weiteren möglichen Nutzungspfaden, bspw. im Kraftstoffbereich zur kommunalen Flottenbetankung.

## Ökobilanzielle Betrachtung verschiedener Verwertungspfade

Die Ökobilanzstudie vergleicht die Nutzungspfade für Biogut in verschiedenen Szenarien (Abbildung 2). Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass eine Vergärung des Bioguts gegenüber einer reinen Kompostierung des Bioguts aus Klimasicht von Vorteil ist (Abbildung 3). Die Höhe der Treibhausgaseinsparung ist stark abhängig von den Emissionen der Anlage, wobei vor allem die Ausführung der Nachrotte einen großen Einfluss hat. Zusätzlich könnten in den Szenarien der Biomethanerzeugung die Treibhausgasemissionen weiter reduziert werden, indem der Energiebedarf der Biogasanlage durch »grünen« Strom und Wärme gedeckt wird.

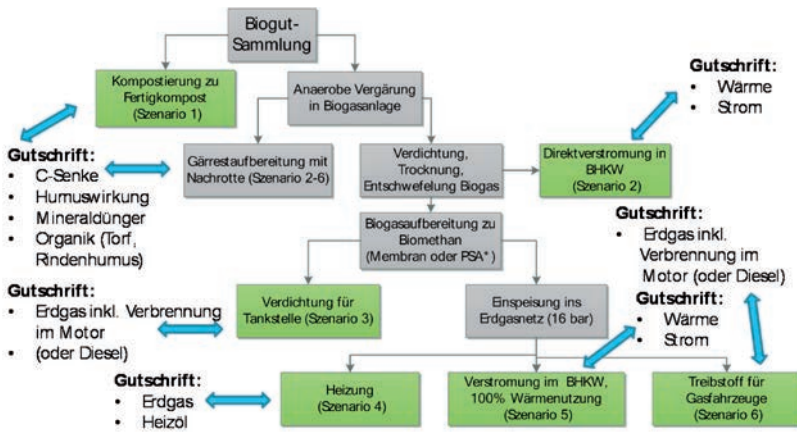


Abbildung 2: Szenarien zur ökobilanziellen Betrachtung der Nutzung von Bioabfallmethan, Quelle: Fraunhofer UMSICHT

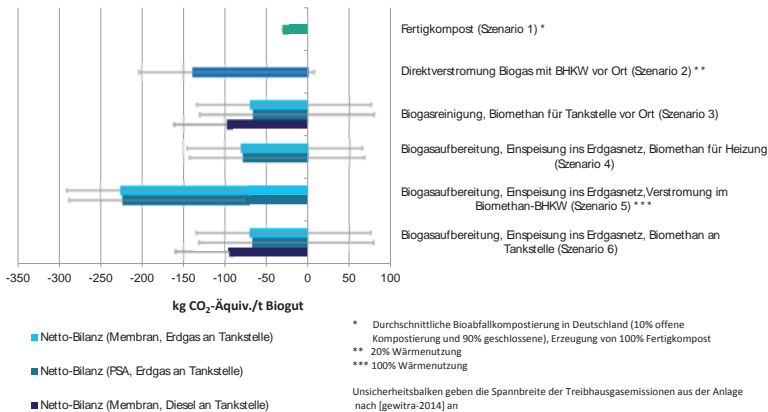


Abbildung 3: Netto-Treibhausgasemissionen der untersuchten Szenarien, Quelle: Fraunhofer UMSICHT

Eine Biomethaneinspeisung mit hocheffizienter KWK-Nutzung bei einer angenommenen Wärmenutzung von 100 % ist gegenüber einer Biogasverstromung mit geringer externer Wärmenutzung von 20 % klimagünstiger. Wird Biomethan in Gasmotoren mit hohem elektrischen Wirkungsgrad verstromt, ist diese Aussage auch bei 100 % Wärmenutzungsgrad in der Direktverstromung gültig. Die hohe Effizienz der Gasverwertung überkompensiert in diesem Fall den Aufwand der Biogasaufbereitung.

## Übertragbarkeit und Beitrag zu Effizienzkriterien

Die detaillierten Projektergebnisse zu Erfassung und Auswertung zu Potenzialen, technischer und ökonomischer Machbarkeit sowie Akzeptanz und THG-Minderung der Biomethanproduktion aus Biogas stehen als unabhängige Expertise zur Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für die Bioenergienutzung zur Verfügung.

Deutschland ist auf Grund der rasanten Marktentwicklung der vergangenen Jahre auf dem Gebiet der Biogasaufbereitung ein führender Markt. Viele Hersteller von Aufbereitungstechnologie haben ihre Wurzeln im deutschen Mittelstand und können auf wertvolle Erfahrungen bei der Realisierung von Biogasaufbereitungsprojekten zurückblicken. Mit der Beruhigung des deutschen Biomethanmarktes gewinnen internationale Märkte verstärkt an Bedeutung. Dort ist die technische Expertise zur Biomethanproduktion und Gasvorbehandlung sehr gefragt. Das Projekt Bioabfallmethan beleuchtet mit der Aufbereitung von abfallstammigem Biogas einen Sektor, welcher auf Grund der Bevorzugung von Abfall- und Reststoffen durch die nationale und europäische Förderpolitik für viele europäische Länder von hoher Relevanz bei der Erschließung der eigenen Bioenergiepotenziale ist. Die Projektergebnisse tragen zu einer Stärkung dieser Expertise und damit zum Ausbau des damit verbundenen Marktvorteils auf diesem Gebiet bei.

## Literatur

- ANDERSON, G.; CAMPOS, C.; SMITH, L. (1991): Evaluation of the inhibitory effects of lithium when used as a tracer for anaerobic digesters. In: *Water Research* Bd. 25, Nr. 7, S. 755–760.
- BANEMANN, D. (2012): Mündliche Mitteilung. 26.09.2012.
- BORROTO, J.; DOMINGUEZ, J.; GRIFFITH, J. (2003): Technetium-99m as a tracer for the liquid RTD measurement in opaque anaerobic digester: Application in a sugar wastewater treatment plant. In: *Chemical Engineering and Processing* Bd. 42, S. 857–865.
- BREHMER, M. (2011a): Rheological properties of substrates for the biogas production from renewable resources, *Progress in Biogas II*, IBBK Fachgruppe Biogas GmbH. Bd. Teil 2 – ISBN 978-3-940706-02-7
- BREHMER, M. (2011b): Rheologische Charakterisierung von Gärsubstraten. In: 14. Köthener-Rührer-Kolloquium. Köthen.
- BUCHAUER, K. (1998): A comparison of two simple titration procedures to determine volatile fatty acids in influents to waste-water and sludge treatment processes. In: *Water S. A.* Bd. 24 Nr. 1, S. 49.
- BUSWELL, A. (1952): Mechanism of Methane Fermentation. In: *Industrial & Engineering Chemistry* Bd. 44, Nr. 3, S. 550–552.
- CRUWYS, J. A. ; DINSDALE, R. M. ; HAWKES, F. R. (2002): Development of a static headspace gas chromatographic procedure for the routine analysis of volatile fatty acids in wastewaters. In: *Journal of Chromatography A* Bd. 945, Nr. 1–2, S. 195–209.
- DANCKWERTS, P. V (1953): Continuous flow systems distribution of residence times. In: *Chem. Eng. Sci.* Bd. 2, S. 1–13.
- DEBATIN, K. (2013): Experimentelle Strömungsmechanik, ergänzendes Skript zur Vorlesung.
- DEERBERG, G. ; GRÄN-HEEDFELD, J. ; HENNIG, T. (2009): Strömungs- und Wärmetransportoptimierung in Biogasanlagen: Abschlussbericht zum [BMEL]-Vorhaben. Fraunhofer UMSICHT, Oberhausen.
- DEUTSCHE NORM (2001): Charakterisierung von Schlämmen – Bestimmung des Trockenrückstandes und des Wassergehaltes. Berlin : DIN Deutsches Institut für Normung e.V.



## BioStrom - Steuerbare Stromerzeugung mit Biogasanlagen

Katharina Bär<sup>1</sup>, Georg Häring<sup>1</sup>, Matthias Sonnleitner<sup>1</sup>, Wilfried Zörner<sup>1</sup>, Thomas Braun<sup>2</sup>

**Vorhaben: BioStrom – Steuerbare Stromerzeugung mit Biogasanlagen**

**FKZ-Nr.:** 03KB061

**Laufzeit:** 01.06.2011 – 31.05.2014 (verlängert bis 31.10.2014)

**Zuwendungssumme:** 672.496 €

### **Koordination:**

<sup>1</sup> Technische Hochschule Ingolstadt  
Institut für neue Energie-Systeme (InES)  
Esplanade 10, 85049 Ingolstadt

### **Projektpartner:**

<sup>2</sup> UTS Biogastechnik GmbH  
Zeppelinstraße 8, 85399 Hallbergmoos

### **Kontakt:**

Georg Häring – Direkter Ansprechpartner  
Telefon: +49 (0) 8419 348-6410  
E-Mail: georg.haering@thi.de

Matthias Sonnleitner – Direkter Ansprechpartner  
Telefon: +49 (0)841 9348 6490  
E-Mail: matthias.sonnleitner@thi.de



Prof. Dr.-Ing. Wilfried Zörner – Projektleiter  
Telefon: +49 (0) 8419 348-2270  
E-Mail: wilfried.zoerner@thi.de

Katharina Bär – Direkter Ansprechpartner  
Telefon: +49 (0)841 9348 6453  
E-Mail: katharina.baer@thi.de



**Prof. Wilfried Zörner (Projektleiter):**

*Viele Biogasanlagen in Deutschland sind ohne hohen technischen Aufwand in die Lage zu versetzen sinnvoll steuerbar, bedarfsgerecht Strom zu erzeugen und können so einen merkbaren Beitrag zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind oder PV leisten. Dies ist jedoch oft mit hohen Investitionen in zusätzliche Stromerzeugungskapazitäten verbunden, so dass unter den aktuellen Förderbedingungen ein wirtschaftlicher Betrieb der steuerbaren Stromerzeugung in einigen Fällen nicht möglich ist.*

## Zusammenfassung

Das Forschungsvorhaben „BioStrom: Steuerbare Stromerzeugung mit Biogasanlagen“ wurde vom Institut für neue Energie-Systeme (InES) der Technischen Hochschule Ingolstadt und der UTS Biogastechnik GmbH durchgeführt. Primäres Ziel des Vorhabens war es, anhand von Simulationen und den Erfahrungen in einer Pilot- bzw. Demonstrationsanlage, bestehende Biogasanlagen in die Lage zu versetzen als steuerbare Stromerzeuger zu fungieren und damit zur Erhöhung der Effizienz bei der Integration der Erneuerbaren Energien beizutragen. Hierbei wurden konkrete Lösungen im technischen Bereich erarbeitet, so dass Biogasanlagen frühzeitig, durch z. B. den Einsatz von effizienten Speichertechnologien, in die Lage versetzt werden, Erzeugungsmanagement zu betreiben und damit als steuerbare Stromerzeuger in Aktion zu treten. Um konkrete Lösungen zu erarbeiten, erfolgte eine Analyse des Umrüstungspotenzials, des Bedarfs an steuerbarer Stromerzeugung sowie geeigneter Steuerinstrumente.

## Summary

The Institute of new Energy Systems (InES) at the Technische Hochschule Ingolstadt and the biogas plant manufacturer UTS Biogastechnik GmbH, Hallbergmoos, Germany, were working on the research project “BioStrom – Controllable Electricity Production via Biogas Plants”, funded by the German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy. In this project, concepts were generated and simulations were carried out regarding technical modifications for a controllable electricity production via biogas plants with special focus on raw biogas storage, the CHP-units, the heat supply for internal and external heat

demands, the controls regarding raw biogas and electricity production and the monitoring systems. Furthermore, a biogas plant was modified to produce electricity on demand and it was optimised during its operation.

## Hintergrund und Zielsetzung

In der dena-Netzstudie (dena 2005) wurde festgestellt, dass mit dem Ausbau der Windenergie bis 2015 die Anforderungen an die Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit steigen. Zwar müssen die Aufgaben zur Erhaltung der Versorgungssicherheit in den nächsten Jahren weiterhin überwiegend durch den konventionellen Kraftwerkspark erfüllt werden, eine Erschließung und Entwicklung der Potenziale von Lastmanagement und neuen Speichertechnologien sowie die Nutzung der Möglichkeiten von Erneuerbaren Energien zur bedarfsgerechten Stromeinspeisung müssen dabei jedoch bereits zur Erhöhung der Effizienz bei der Integration der Erneuerbaren Energien beitragen und einen langfristigen Umbau des Stromversorgungssystems auf Erneuerbare Energien rechtzeitig vorbereiten und unterstützen. Mit dem Ausbau über 2015 hinaus kann die Einspeisung aus Windenergieanlagen durch das Auftreten von Netzengpässen nicht mehr jederzeit vom Stromnetz aufgenommen werden (dena 2005).

Das primäre Ziel des Vorhabens ist es, anhand von Simulationen und den Erfahrungen in einer Pilot- bzw. Demonstrationsanlage, bestehende Biogasanlagen, die Biomassen, biogene Reststoffe bzw. Landschaftsbiomassen gemäß der Biomasseverordnung (Definition Biomasse) einsetzen, in die Lage zu versetzen als steuerbare Stromerzeuger zu fungieren und damit zur Erhöhung der Effizienz bei der Integration der Erneuerbaren Energien beizutragen. Hierbei werden konkrete Lösungen sowohl im technischen als auch im (genehmigungs-)rechtlichen Kontext erarbeitet. Somit werden Biogasanlagen frühzeitig, durch z. B. den Einsatz von effizienten Speichertechnologien, in die Lage versetzt, Lastmanagement zu betreiben und damit als steuerbare Stromerzeuger in Aktion zu treten.

Positiver Nebeneffekt des Projektes ist, dass durch eine steuerbare Stromerzeugung aus Biogas eine Substitution von Strom aus fossilen Energieträgern erreicht werden kann. Des Weiteren kann der Anteil von Wind- und Solarenergie im deutschen Stromnetz dadurch erhöht werden, was den Anteil an Erneuerbaren Energien vergrößert. Somit werden Emissionsminderungen und klimaeffiziente Technologien gestärkt.

Das Forschungsvorhaben zielt auf einen neuen Anwendungsbereich der Nutzung von Biogas ab. Dabei sollen bestehende Biogasanlagen in die Lage versetzt werden, steuerbar Strom erzeugen zu können.

Um die Stromerzeugung einer Biogasanlage zu flexibilisieren müssen zum einen höhere Verstromungskapazitäten, als für den Grundlastbetrieb notwendig, installiert werden, zum anderen muss die Biogasanlage fähig sein, die Gasverwertung zu verschieben, d. h. die Anlage muss das Gas zu hochpreisigen Zeiten bereitstellen können.

Die Teilziele lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Identifizierung von Steuerinstrumenten für die steuerbare Stromerzeugung
- Entwicklung eines Systems zur bedarfsgerechten Gasbereitstellung durch Gaszwischenlagerung
- Entwicklung eines Systems zur flexiblen Biogasverwertung
- Berücksichtigung der Sicherstellung der Wärmelieferungen für interne und externe Verbraucher während BHKW-Stillstand
- Simulation von optimierten Stromerzeugungskonzepten als Auslegungsgrundlage bzgl. der steuerbaren Stromerzeugung
- Bewertung der Wirtschaftlichkeit der entwickelten Konzepte
- Umsetzung und Demonstration der Maßnahmen an einer bestehenden Biogasanlage

## Methoden und Ergebnisse

### Steuerinstrumente für die steuerbare Stromerzeugung

Damit die steuerbare Stromerzeugung mit Biogas einen sinnvollen Beitrag in einem Elektrizitätssystem mit hohem Anteil an fluktuierenden, dargebotsabhängigen Leistungen aus Erneuerbaren Energie leisten kann, ist es notwendig Steuerinstrumente zu nutzen, die sowohl einen sinnvollen Einsatz der verfügbaren Gasmenge ermöglichen, als auch einen monetären Anreiz für die steuerbare Stromerzeugung bieten.

Entsprechende Anreize für das Erzeugungsmanagement bietet der Stromhandel. Hier wird zwischen Energy-only-Märkten und dem Markt für Regelleistung unterschieden. Bei den Energy-only-Märkten werden Strommengen an der Börse oder außerbörslich, bilateral am OTC-Markt gehandelt.

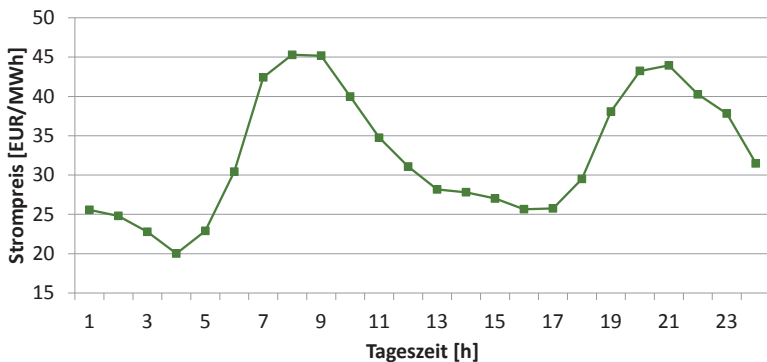


Abbildung 1: Ergebnisse der Day-ahead-Auktion der Strombörse EPEX Spot für den 24.04.2013

An der Strombörse werden in Deutschland langfristige Produkte, auf dem Terminmarkt der EEX Power Derivatives GmbH, Leipzig, und kurzfristige Produkte auf dem Spotmarkt der EPEX Spot SE, Paris, gehandelt.

Die Bereitstellung von Regelleistung ist eine Systemdienstleistung bei der um das Stromnetz zu stabilisieren, kurzfristig und ungeplant Leistung bereitgestellt wird. Mit der Teilnahme am Regelenenergiemarkt erfolgt somit keine Verstetigung der residualen Last durch eine Verschiebung der Stromerzeugung aus Biogasanlagen, die dem Bedarf an steuerbarer Stromerzeugung entspricht.

Steuerinstrument für flexible Biogasanlagen sind im Allgemeinen Energy-only-Märkte, wie die Spotmärkte der EPEX Spot. Am Spotmarkt werden für das gesamte Marktgebiet über Angebot und Nachfrage nach dem Merit-Order-Prinzip die Strompreise ermittelt. Hohe und niedrige residuale Lasten, die von der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik mit beeinflusst werden, wirken sich auf den Strompreis aus. So wird über das Preissignal sichergestellt, dass die Stromerzeugung aus Biogas hauptsächlich dann erfolgt, wenn im Marktgebiet hohe residuale Lasten abzudecken sind. Somit trägt die Biogasanlage, wenn sie nach dem Preissignal des Strommarkts betrieben wird, aktiv zum Erzeugungsmanagement bei. Entsprechende auf den Preisverlauf abgestimmte Fahrpläne ermöglichen höhere Einnahmen.

Aufgrund der besseren Planbarkeit im Vergleich zum Intraday-Markt, wird für die Aufstellung von Fahrplänen im Rahmen der Konzeptentwicklung des Vorhabens das Preissignal der Day-Ahead-Auktion herangezogen. Hier wird der Strom für jede Stunde des folgenden Tages gehandelt. Abbildung 1 stellt einen exemplarischen Verlauf der Stundenpreise der Day-ahead-Auktion dar.

### Bedarfsgerechte Gasbereitstellung durch Gaszwischenlagerung

In Tabelle 1 werden übliche Gasspeichertechnologien hinsichtlich der nutzbaren Volumina, der Möglichkeiten zur Füllstandsüberwachung und des Gasspeicherungsmanagements bewertet. Diese Eigenschaften müssen für einen flexiblen Anlagenbetrieb möglichst vollständig erfüllt werden.

Tabelle 1: Bewertung einzelner Gasspeichertechnologien

Speichertechnologie	Nutzbare Volumen	Füllstands- überwachung	Gasspeicher- management
Einfachfolienhauben (EPDM)	0	0	-
Stützengetragene Systeme	0	0	-
Tragluftsysteme	+	+	+
Luftgetragene Doppelmembrangaspeicher (extern)	+	+	+
Foliensack (extern)	0	0	0
Geeignet	△	+	
Nicht geeignet	△	-	
Eingeschränkt geeignet	△	0	

**Tragluft-Speicherung:** Wie der Vergleich eindeutig zeigt, sind für den flexiblen Anlagenbetrieb Tragluft-Speichersysteme am besten geeignet. Es können im Vergleich die größten nutzbaren Volumina ermöglicht und der Füllstand am exaktesten überwacht werden. Dazu bieten sie als einzige übliche Gasspeichertechnologie die Möglichkeit des aktiven Gasspeicher-managements.

Erhöhtes Augenmerk bei der bedarfsorientierten Verwertung des Biogases ist dem Gasspeichermanagement zuzuwenden. Um bedarfsgerecht Strom zu erzeugen müssen zu jedem Zeitpunkt die erzeugte Gasmenge, die gespeicherte Gasmenge und der Gasbedarf bekannt sein. Zudem ist einerseits sicherzustellen, dass das erzeugte Gas zu jedem Zeitpunkt gespeichert bzw. verwertet werden und andererseits der Bedarf abgedeckt werden kann. Ziel des Gasspeicher-managements ist es, mit hinreichender Genauigkeit die aktuelle Situation in den Gasspeichern abzubilden und zu steuern. Auf Biogasanlagen erfolgt die Gasspeicherung oftmals an mehreren Speicherorten intern auf verschiedenen Behältern oder in externen Speichern. Hierbei dehnt sich das Gas, je nach den am Speicherort herrschenden Bedingungen, in unterschiedlichem Maße aus und strömt zu jeder Zeit zum Ort des niedrigsten Druckniveaus im Speichersystem.

**Gasspeicherort:** Wünschenswert für den flexiblen Betrieb ist es, dass sich dieser Gasspeicherort möglichst direkt vor der Gasaufbereitungsstrecke bzw. der Gasverwertung befindet, um eine kurzfristige Entnahme von Gas in größeren Mengen sicherstellen zu können. Dazu bietet es sich an, eine Druckkaskade zu erzeugen, bei der der niedrigste Druck im System an dem Ort herrscht, wo das Gas letztendlich für die Verwertung entnommen wird.

Um die im Gasspeicher gespeicherte Energiemenge zu erfassen, muss neben der Gaszusammensetzung, dem Druck und der Temperatur im Gasraum, das genutzte Lungenvolumen bekannt sein. Bei Tragluftsystemen erfolgt die Messung des Füllstandes über die Lage der Innenmembran. Da der Druck im Gasspeicherraum sowie zwischen Innenmembran und Außenmembran annähernd identisch ist, kann sich die Speichermembran, je nach den dort vorherrschenden Strömungen, im Gasraum und Traglufttraum unterschiedlich und unregelmäßig ausformen. Das stellt die verschiedenen Messverfahren zur Bestimmung der Lage der Innenmembran vor Herausforderungen, so dass die verschiedenen Verfahren unterschiedlich gut für die Füllstandsüberwachung geeignet sind.

**Schlauchwagen:** Stand der Technik bei der Füllstandsüberwachung für die flexible Stromerzeugung bei beweglichen Gasspeichermembranen sind Schlauchwaagen. Bei diesem System wird an einer definierten Stelle der Innenmembran ein mit Flüssigkeit gefüllter Schlauch befestigt. Bei Änderung der Höhe der Speichermembran ändert sich der Druck der Wassersäule im Schlauch. Diese Druckänderung wird gemessen und die Höhe des definierten Messpunktes kann bestimmt werden. Ein großer Vorteil dieses Systems ist, dass auf der Speichermembran auch mehrere Schlauchwagen installiert werden können, wodurch die gesamte Ausformung der Membran besser berücksichtigt werden kann. Mit drei auf der Speichermembran verteilten Schlauchwaagen können so im Vergleich zu anderen zur Verfügung stehenden Messverfahren die aussagekräftigsten Ergebnisse erreicht werden.

### Flexibilisierung der Biogasverwertung

Bei der Flexibilisierung der Stromerzeugung stellt sich die Frage durch welche Betriebsweise die Flexibilität erreicht wird. Mögliche Betriebsweisen für die flexible Stromerzeugung sind das Takten der Stromerzeugungsaggregate bei Nennlast oder deren Betrieb im Teillastbereich.

Motoren von Biogas-BHKWs sind aus heutiger Sicht weit entwickelt und für den Betrieb mit Biogas optimiert. Aufgrund der Förderstruktur der EEGs 2000, 2004 und 2009 wurden sie an den Grundlastbetrieb angepasst und für eine hohe Anzahl von Volllaststunden optimiert. Da BHKWs ursprünglich häufig für den KWK-Betrieb oder als Notstromaggregate eingesetzt wurden und somit auch flexibel betrieben werden können, besitzen BHKW-Hersteller im Allgemeinen viel Erfahrung mit dem flexiblen Betrieb von Blockheizkraftwerken. Diese Erfahrungen können somit auch auf Biogas-BHKWs übertragen werden.

**Taktbetrieb bei Nennlast:** Grundsätzlich sind BHKWs mit Verbrennungsmotoren gut zur Taktung geeignet. Sie können dauerhaft in Bereitschaft gehalten werden und erlauben schnelle Reaktionszeiten. Die Taktung kann durch einen definierten Fahrplan zu festgelegten Zeiten oder kurzfristig nach Preissignal bzw. kurzfristigen Bedarf erfolgen. Häufigere Starts und Stopps führen zu veränderten Betriebsbedingungen und Belastungen. Diese sind in entsprechendem Maße bei der Umstellung von Bestands-BHKWs sowie der Auslegung und Einbindung zusätzlicher Einheiten zu berücksichtigen.

Um eine hohe Standzeit und Betriebssicherheit zu erhalten müssen die vom BHKW-Hersteller vorgegebenen Mindestlaufzeiten pro Start eingehalten werden. Entsprechend sind auch die Wartungsabläufe und -pläne nach den Herstellerangaben dem Taktbetrieb anzupassen. Eine detaillierte Absprache des Fahrplans zur flexiblen Stromerzeugung mit den jeweiligen BHKW-Herstellern ist zu empfehlen, um die notwendige Sicherheit für den Betrieb und mögliche Garantieansprüche bei Defekten des Aggregates zu erhalten.

Die aus häufigem Start und Stopp resultierenden ungünstigeren Betriebsbedingungen können zu geringeren Standzeiten des Motors, verminderten Wirkungsgraden und höherem Betreuungsaufwand des Aggregates führen. Eine vollständige Vermeidung der Belastungen für den Startvorgang ist nicht möglich, jedoch lassen sich durch unterstützende Maßnahmen über Hilfseinrichtungen diese Einflüsse deutlich abmildern.

Wichtigste Hilfseinrichtungen zur Erreichung langer Standzeiten bei flexibel betriebenen BHKWs sind das Vorsehen einer Vorwärmung und Vorschmierung. Bei vielen modernen Aggregaten werden derartige Einrichtungen bereits serienmäßig eingesetzt. Ein weiterer Vorteil des Einbaus von Starthilfseinrichtungen ist, neben der Standzeiterhöhung, eine höhere Startbereitschaft des BHKWs, da geringere Widerstände überwunden werden müssen und bessere Bedingungen für die einsetzende Verbrennung herrschen (van Busshuysen & Schäfer 2004).

**Teillastbetrieb:** Eine weitere Option die Stromerzeugung an Biogasanlagen zu flexibilisieren ist der Teillastbetrieb von BHKWs. Der Vorteil im Vergleich zum Taktbetrieb bei Nennlast besteht darin, dass trotz flexiblem Betriebes zusätzliche Startvorgänge vermieden werden können.

Um allzu hohe Belastungen zu vermeiden erfolgen von Seiten der Hersteller unterschiedliche Vorgaben zur maximal möglichen Teillast (40...50 % der Nennleistung) sowie zu möglichen Betriebszeiten in den Teillastbereichen.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass ein Teillastbetrieb zu erhöhten Motorbelastungen und geringeren Wirkungsgraden bei der Gasverwertung führt. Im Teillastbereich weist das BHKW entsprechend einen geringeren Wirkungsgrad auf. Eine deutliche Zunahme der Wirkungsgradeinbußen erfolgt dabei bereits ab 85 % der Nennleistung. In der Praxis ist dabei von noch deutlicheren Wirkungsgradeinbußen auszugehen, die zusätzlich 1...2 Prozentpunkte betragen können (Jung & Müller 2008).

Allgemein gilt, dass ab ca. 90 % Teillast ein energetisch effizienterer Betrieb von Biogas-BHKWs durch Takten bei Volllast erreicht werden kann (Jung & Müller 2008). Hohe Teillastbetriebszeiten bergen die Gefahr, zusätzliche Strommarkterlöse durch eine schlechtere Verwertung des Biogases und dem damit verbundenen erhöhten Rohstoffeinsatz zu verlieren.

Es ist anzunehmen, dass das BHKW im Teillastbetrieb etwas geringeren Belastungen als bei häufigeren Starts ausgesetzt ist, jedoch kann im Volllast-Taktbetrieb durch kürzere Betriebszeiten für die Erzeugung der gleichen Strommenge von einer längeren Lebensdauer in Jahren ausgegangen werden. Dennoch ergeben sich auf Biogasanlagen immer wieder Situationen in denen teilweiser Teillastbetrieb durchaus interessant erscheint. Zum Beispiel können dies Startprobleme durch kurzfristige Störungen der Vergärung, oder eine notwendige permanente Wärmeversorgung externer Abnehmer sein. Gerade die Wärmeversorgung der Biogasanlage oder externer Abnehmer kann je nach Gegebenheiten Vor-Ort ein weiteres wichtiges Argument für oder gegen den Teillastbetrieb sein.

### **Wärmeversorgung bei bedarfsgerechter Stromerzeugung**

Die Versorgung von externen und internen Wärmeverbrauchern stellt einen weiteren Baustein dar, der bei der flexiblen Stromerzeugung durch Biogasanlagen berücksichtigt werden muss.

In erster Linie wird an Biogasanlagen Wärme benötigt um den Gärprozess aufrechtzuerhalten. Dazu ist für die Vergärung ein stabiles, gleichmäßiges Temperaturniveau notwendig. Je nach Wärmeverlusten der Behälter ist dabei mehr oder weniger thermische Energie notwendig. Momentan erfolgt die Wärmebereitstellung auf Biogasanlagen durch den permanenten Betrieb von BHKWs. Kurzfristige Wartungsarbeiten oder Störungen können dabei in der Regel durch die in den Behältern gespeicherte Wärme problemlos überbrückt werden. Das Temperaturniveau der Behälter bleibt dabei in einem für den Gärprozess vertretbaren Rahmen.

Der Wärmebedarf zur Fermenterbeheizung ist dabei von vielen Faktoren abhängig und hochgradig anlagenspezifisch. Neben dem Temperaturniveau der Prozessführung und den eingesetzten Substraten spielt auch die Verweilzeit eine Rolle. Auch die bauliche Ausführung der Behälter ist von Bedeutung. Neben der Wärmedämmung der Behälterwände spielt die Art der Behälterabdeckung eine wichtige Rolle. Beispielsweise isolieren Behälterabdeckungen mit Doppelmembranen deutlich besser als einfache Behälterabdeckungen. Im Allgemeinen sind Behälter von Biogasanlagen gut gedämmt und die Massen in den Behältern ausreichend groß, so dass die Substrattemperatur bei einem BHKW-Stillstand von wenigen Stunden nicht signifikant absinkt und der Gärprozess davon unbeeinträchtigt bleibt.

Um die Wärmeversorgung der Fermenter sicher zu stellen gilt es, die Stillstandzeiten der Gasverwertung entsprechend durch Fahrpläne (Grundlast / Spitzenlast) oder separate Wärmespeicher zu überbrücken, um eine stabile Substrattemperatur gewährleisten zu können. Mit entsprechend dimensionierten Wärmespeichern lassen sich auch etwaige Wärmekonzepte mit einer flexiblen Stromerzeugung vereinbaren. Letztendlich wird durch zusätzlich installierte Stromerzeugungskapazitäten sowie Wärmespeicher zusätzliche Redundanz bei der Wärmeversorgung geschaffen. Die Flexibilität der Anlage bzw. die Fahrpläne können im Jahresverlauf entsprechend der Jahresdauerlinie der Wärmenutzungskonzepte variiert und angepasst werden.

### Simulation von Lösungskonzepten

Die Zwischenspeicherung von Biogas in den Gasspeichern einer Biogasanlage bietet die Möglichkeit, die Gaserzeugung von der Gasverwertung über einen gewissen Zeitraum zu entkoppeln.

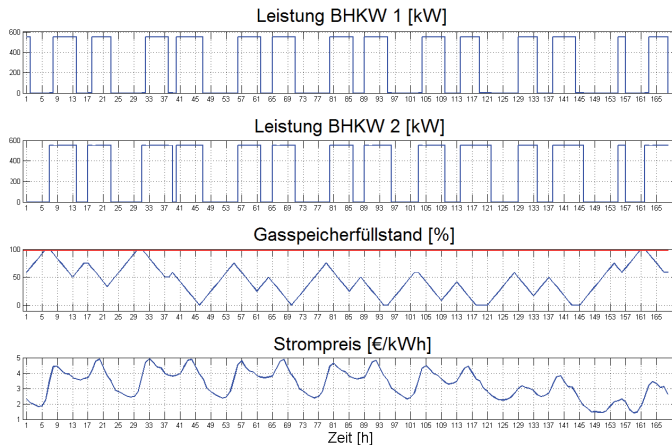


Abbildung 2: Visualisierung eines auf den Strompreis optimierten Fahrplanes

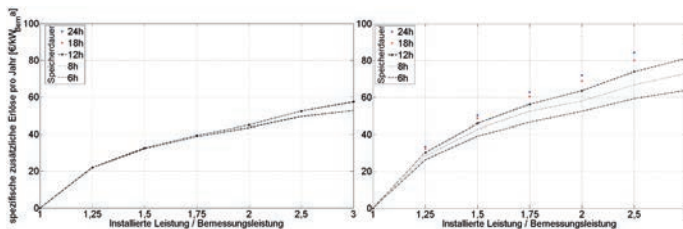


Abbildung 3: Spezifisch zusätzliche Erlöse durch optimierten Fahrplan bei festem Tagesfahrplan (links) und flexiblem Tagesfahrplan (rechts)



**Parameterstudie:** Die Größe des zu installierenden Gasspeichervolumens für eine flexible Stromerzeugung hängt in erster Linie vom allgemeinen Anlagenkonzept ab. Um die Dimensionierung des notwendigen Gasspeichers zu ermitteln ist im Rahmen des Vorhabens anhand einer Parameterstudie unter Verwendung einer gemischt ganzzahligen Optimierung der jeweils maximal erzielbare Stromerlös an der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot ermittelt worden (vgl. Abbildung 2).

Ausgehend von einer konstanten Gaserzeugung wurden Szenarien mit verschiedenen Bemessungsleistungen, unterschiedlichen BHKW-Konstellationen und einer im Vergleich mit der Bemessungsleistung mit einer 1,25- bis 3-fachen installierten Leistung simuliert. Um Effekte verschiedener Gasspeicherkapazitäten zu untersuchen, wurden zusätzlich die Gasspeicherkapazität zwischen 6 h, 8 h, 12 h, 18 h und 24 h der erzeugten Gasmenge variiert. Darüber hinaus wurde untersucht in wie weit sich eine flexible Anpassung der Fahrpläne an die aktuellen Strompreise auswirkt.

Die Ergebnisse der Parameterstudie zeigen, dass bereits mit der relativ kleinen Gasspeicherkapazität von 6 h Mehrerlöse gegenüber dem Grundlastbetrieb erzielt werden können. Werden Tagesfahrpläne basierend auf Durchschnittswerten erstellt, wie in Abbildung 3 links dargestellt, hat die Gasspeichergröße nur einen geringen Einfluss auf die möglichen Erlöse. Werden dagegen die Tagesfahrpläne flexibel an die aktuellen Strompreise des Folgetages angepasst, können, wie Abbildung 3 rechts zeigt, größere Gasspeichervolumina ausgenutzt und um **bis zu 63 % höhere zusätzliche Erlöse am Strommarkt** erzielt werden als im Grundlastbetrieb erreicht würden.

## Bewertung der Wirtschaftlichkeit der entwickelten Konzepte

Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Konzepte erfolgte ebenfalls im Rahmen einer Parameterstudie. Hierbei wurde analog zur Konzeptentwicklung das Verhältnis von installierter Leistung zur Bemessungsleistung, die Gasspeicherdauer sowie die Flexibilität der Fahrpläne variiert. Dabei wurden entsprechende kapitalgebundene, bedarfsgebundene, betriebsgebundene sowie sonstige Kosten für die Umrüstung unterschiedlicher bestehender Anlagen auf steuerbare Stromerzeugung berücksichtigt.

Um die Wirtschaftlichkeit letztendlich zu beziffern wurden zusätzliche Erlöse durch eine flexible Fahrweise und die aktuellen Förderinstrumente des EEG berücksichtigt.

Als Ergebnis ist die Wirtschaftlichkeit bei der Flexibilisierung von Biogasanlagen als mäßig einzustufen. Letztlich ist die Wirtschaftlichkeit einer steuerbaren Stromerzeugung von den Voraussetzungen vor Ort abhängig. Sind an einer Biogasanlage entsprechend Gasspeichervolumina vorhanden und / oder eventuelle Wärmelieferungen mit wenig Aufwand zu erfüllen, ist die Umrüstung auf steuerbare Stromerzeugung auch aus wirtschaftlichen Gründen eine Option.

**Um einen wirtschaftlichen Betrieb der steuerbaren Stromerzeugung zu gewährleisten, empfehlen sich folgende Richtwerte zur Auslegung:**

■ **Installierte Leistung:**

Um die auflaufenden Investitionen über die Flexibilitätsprämie sowie die Mehreinnahmen am Strommarkt zu decken, sollte die installierte Leistung ( $P_{\text{Inst}}$ ) mindestens das zweifache der Bemessungsleistung ( $P_{\text{Bem}}$ ) betragen.

- Gasspeicherdauer:  
Um bei einem  $P_{\text{Inst}}/P_{\text{Bem}}$ -Verhältnis von drei höheren Renditen als bei anderen Konzepten zu erzielen, ist mindestens eine Gasspeicherdauer von 12 h notwendig.
- Fahrplan:  
Je flexibler der Fahrplan an aktuelle Strompreise angepasst werden kann, desto höher sind die möglichen zusätzlichen Erlöse am Strommarkt.

## Umsetzung und Demonstration

Zur Demonstration der steuerbaren Stromerzeugung im Rahmen des Forschungsvorhabens konnte die Biogasanlage „BGA Zellerfeld“ in Egling an der Paar und deren Betreiber gewonnen werden. Aufbauend auf den im Vorhaben entwickelten Konzepten wurde an der Anlage insgesamt eine elektrische Leistung von 1.438 kW<sub>el</sub> installiert. Die Anlage wird gemeinschaftlich von drei Landwirten mit einer Bemessungsleistung von etwa 700 kW<sub>el</sub> betrieben. Zur Gaszwischenlagerung wird der bereits vor der Umrüstung auf steuerbare Stromerzeugung an der Anlage vorhandene und auf dem Endlager verbaute Tragluftdach-Gasspeicher mit einem nutzbaren Volumen von 2.700 m<sup>3</sup> genutzt. Leistungsdaten der Anlage sind in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Kennzahlen der BGA Zellerfeld

Standort	Egling a.d. Paar	
Bemessungsleistung	ca. 700 kW <sub>el</sub>	
Installierte Leistung	1.438 kW <sub>el</sub> BHKW 1: 549 kW <sub>el</sub> BHKW 2: 889 kW <sub>el</sub>	
Nutzbare Gasspeicher	2.700 m <sup>3</sup> Tragluftdach auf Endlager	
Substrateinsatz	Rindergülle	10 %
	Grünroggen (GPS)	15 %
	Mais (GPS)	55 %
	Zuckerrüben	20 %

Um ein detailliertes wissenschaftliches Monitoring der steuerbaren Stromerzeugung durchzuführen, wurde im Zuge des Vorhabens an der Demonstrationsanlage umfangreich Messtechnik verbaut. Neben der Bilanzierung der Wärmemengen wird unter anderem zur Bilanzierung des Gasspeichers die Gaszusammensetzung des ein- und ausströmenden Gases analysiert. Auch eine Betrachtung des Einflusses der Umgebungsbedingungen auf den Gasspeicher sowie eine Normierung des Gasspeicherinhalts wird zusätzlich zur eigentlichen Gasspeicher-Füllstandmessung durchgeführt.

Für die BGA Zellerfeld wurden auf Basis von Simulationen verschiedene Fahrpläne erstellt, die unter der Berücksichtigung der technischen Möglichkeiten der Komponenten (Häring et al. 2013) die verbaute Infrastruktur bei einer strompreisgeführten Stromerzeugung optimal ausnutzen (vgl. Abbildung 4).

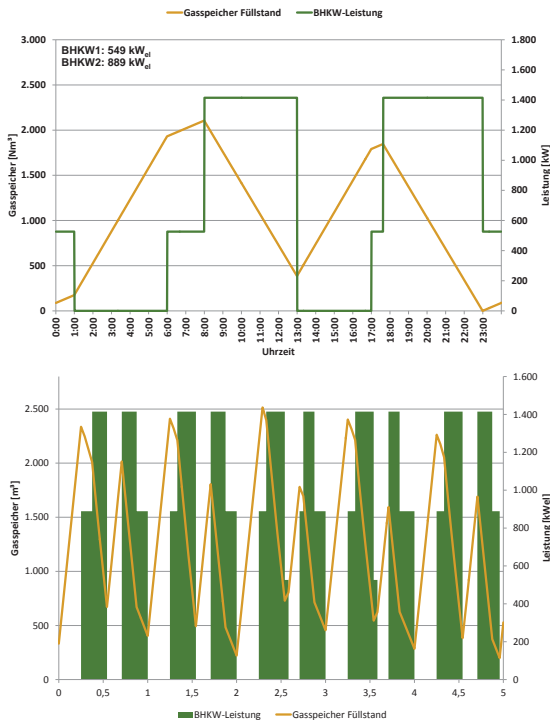


Abbildung 4: Fahrplan der BGA Zellerfeld (oben: ein Tag; unten fünf Werktage)

Die Erfahrungen aus dem Monitoring zeigen, dass die vorgegeben Fahrpläne zuverlässig nachgefahren werden können. Die Starts der beiden BHKWs erfolgten während des Monitorings durchwegs zuverlässig.

Mit der genauen Kenntnis über die Zustände im Gasspeicher kann die vorhandene Gasspeicherkapazität noch besser ausgenutzt werden. Das Monitoring zeigt auch, dass für die optimale Ausnutzung der Gasspeicher mehr auf die Einhaltung der angestrebten Gasmen-gen geachtet werden muss als im normalen Grundlastbetrieb.

## Übertragbarkeit der Ergebnisse und Beitrag zu den Effizienzkriterien des Förderprogramms

Die im Vorhaben entwickelten Konzepte für eine steuerbare Stromerzeugung mit Biogasanlagen zielen vor allem auf eine Umsetzung an bestehenden Biogasanlagen ab. In der Beurteilung der technischen Machbarkeit wurden marktübliche Systemkomponenten

betrachtet und beurteilt. Im Rahmen der Konzeptentwicklung und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen wurden umfangreiche Parameterstudien durchgeführt, die die in Deutschland üblichen Anlagenkonfigurationen abdecken.

Die Umsetzung der entwickelten Maßnahmen erfolgte im kommerziellen Maßstab. Da hauptsächlich bewährte Anlagentechnik verwendet werden kann, ist die Komplexität der technischen Umsetzung als gering einzuschätzen. Als komplexer erweist sich die Umsetzung von anlagenspezifisch optimierten Fahrplänen seitens der Stromvermarkter.

Die im Rahmen des Vorhabens zusätzlich zu den Stromgestehungskosten im Grundlastbetrieb berechneten Gestehungskosten für flexibel erzeugten Strom liegen bei den empfohlenen Konzepten zwischen 0,02 und 0,03 €/kWh.

Im Vergleich zu einem konventionellen Grundlast-Anlagenbetrieb ergeben sich keine Veränderungen hinsichtlich der Treibhausgasemissionen.

Insgesamt gleichen die Zugewinne beim Wirkungsgrad durch größere Leistungen und modernere Motoren die Verluste durch das Takten aus und es ergeben sich bei einem steuerbaren bedarfsgerechten Betrieb von Biogasanlagen bei der erzeugten Strommenge keine Änderungen hinsichtlich der Effizienz der Biomassenutzung im Vergleich zum konventionellen Anlagenbetrieb.

Die direkte Wirkung der im Vorhaben entwickelten Gesamtkonzepte auf die aktuelle residuale Last und damit zusammenhängende mögliche Substitutionen von Treibhausgasemissionen konventioneller Kraftwerke ist stark abhängig von allgemeinen Marktmechanismen und damit im Rahmen des Vorhabens nicht abzuschätzen.

## Literatur

DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (dena) (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Berlin.

JUNG, U.;MÜLLER, R. (2008): Teillast oder Takten? In: BWK Das Energie-Fachmagazin, 6/2008, S. 45–47.





## Verbesserte Biogasaufbereitung zu Biomethan durch Ultraschall stimulierte CO<sub>2</sub>-Desorption bei niedrigen Temperaturen

Sigrun Jank<sup>1</sup>, Rainer Jung<sup>2</sup>, Detlev Möller<sup>3</sup>, Siegfried Gantert<sup>3</sup>

**Vorhaben: CaviCap – Verbesserte Biogasaufbereitung zu Biomethan durch Ultraschall stimulierte CO<sub>2</sub>-Desorption bei niedrigen Temperaturen**

**FKZ-Nr.:** 03KB060

**Laufzeit:** 01.07.2011 – 30.06.2014

**Zuwendungssumme:** 100.000 €

### **Koordination:**

<sup>1</sup> GICON Großmann Ingenieur Consult GmbH  
Tiergartenstraße 48, 01219 Dresden  
[www.gicon.de](http://www.gicon.de)

### **Projektpartner:**

<sup>2</sup> BANDELIN electronic GmbH & Co. KG  
Heinrichstr. 3–4, 12207 Berlin  
[www.bandelin.com](http://www.bandelin.com)

<sup>3</sup> Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg  
Volmerstr. 13, 12489 Berlin  
[www.b-tu.de](http://www.b-tu.de)

### **Kontakt:**

Dr. Sigrun Jank  
Telefon: +49 (0)351 47878 53  
E-Mail: [s.jank@gicon.de](mailto:s.jank@gicon.de)

**Dr. Sigrun Jank (Projektleiterin):**

*Seit Jahrzehnten wird berichtet, dass Energierohstoffe, wie Kohle, Erdöl oder Erdgas, immer knapper werden. Doch nicht nur neue Aufschlussverfahren, sondern vielmehr die Optimierung bestehender Verfahren und Nutzung vorhandener Energiequellen stehen hier im Fokus der Betrachtung.*



## Zusammenfassung

Zur Steigerung der Effizienz einer Biogasanlage mit gekoppelter Biogaseinspeiseanlage soll die derzeit ungenutzte Wärmemenge nutzbar gemacht werden. Durch den Einsatz der Ultraschall-Technik wird die Desorptionstemperatur der Aminwäsche von  $> 140\text{ °C}$  (herkömmliche Aminwäschen) auf  $< 80\text{ °C}$  gesenkt. Im Labormaßstab konnten verschiedene Washlösungen aus 30 bis 40 % wässrigen Ethanolaminlösungen mit oder ohne Zusätze getestet werden.

Zur  $\text{CO}_2$ -Abtrennung wurde dabei eine synthetische Rohbiogasmischung von 40 %  $\text{CO}_2$  und 60 %  $\text{CH}_4$  eingesetzt. Die im Rahmen des Projektes entwickelte Ultraschall-Technik konnte in einer Technikumsversuchsanordnung eingebaut werden.

Verschiedene Faktoren, wie z. B. die Desorbtemperatur, der Absorptionsmittelfluss und die Effizienz der  $\text{CO}_2$ -Abtrennung beeinflussen die Energiebilanz der Anlage. Durch Variation dieser Parameter konnte gezeigt werden, dass eine optimale Abtrennung von  $\text{CO}_2$  aus dem Rohbiogasstrom bei einer Desorptionstemperatur von  $< 80\text{ °C}$  erzielt werden kann.

Eine Betrachtung der Wirtschaftlichkeit zeigt weiterhin, dass im Zuge einer Weiterentwicklung des Anlagenaufbaus eine Nachrüstung einer BGA mit der Ultraschall stimulierten  $\text{CO}_2$ -Desorption zu einer verbesserten Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage führen kann.

## Summary

For Increasing the efficiency of a biogas plant with interlinked biogas upgrading, at the moment, the unused heat quantity should be developed. By the use of the ultrasound, for the amine wash, the temperature of desorption is reduced from  $> 140\text{ °C}$  (conventional amine wash) to  $< 80\text{ °C}$ . In the scale of laboratory, different wash solutions of 30 % to 40 % aqueous solutions of ethanol amine with or without additives were tested.

For separation of  $\text{CO}_2$ , a synthetic raw biogas mixture of 40 %  $\text{CO}_2$  and 60 %  $\text{CH}_4$  was used. The technique of the ultrasound was developed within the project and installed in the experimental arrangement of the pilot-plant.

Different parameters, e.g. temperature of desorption, velocity of adsorption media and efficiency of  $\text{CO}_2$  separation influence the energy balance of the plant. Varying these parameters, an optimum of  $\text{CO}_2$  separation of the raw biogas mixture was found to be for temperature of desorption of  $< 80\text{ °C}$ .

The economy study showed an improved efficiency of the plant by installation of the ultrasonic system on the further development of the arrangement of the biogas plant.

## Ultraschall stimulierte $\text{CO}_2$ -Desorption bei niedrigen Temperaturen - Hintergrund und Zielstellung

Biogas ist ein Energieträger, mit dem eine rohstoffbedingte Reduzierung von Treibhausgas-Emissionen durch den Einsatz biogener Rest- und Wertstoffe erreicht werden kann. Die  $\text{CO}_2$ -Abtrennung ( $\text{CO}_2$ -Anteil 25 % bis 55 %) aus dem Produktstrom von Biogasanlagen, die mit biogenen Rohstoffen betrieben werden, ist dabei ein notwendiger Aufbereitungsschritt, um fossile Energieträger sinnvoll durch Biogasanwendungen (wie z. B. Einspeisung in das Erdgasnetz oder Biogas als Kraftstoff) ersetzen zu können. Nach erfolgter Aufbereitung steht ein qualitativ hochwertiger Energieträger zur Verfügung, der dezentral (regional) anfällt und zentral oder auch dezentral genutzt werden kann.

Zur Steigerung der Effizienz einer Biogasanlage mit gekoppelter Biogaseinspeiseanlage soll im vorliegenden Projekt die derzeit ungenutzte Wärmemenge nutzbar gemacht werden. Durch den Einsatz der Ultraschall-Technik wird die Desorptionstemperatur der Aminwäsche von  $> 140\text{ °C}$  (herkömmliche Aminwäschen) auf  $< 80\text{ °C}$  gesenkt.

### Versuchsreihen

Im Labormaßstab konnten verschiedene Waschlösungen aus 30 bis 40 % wässrigen Ethanolaminlösungen mit oder ohne Zusätzen getestet werden.

Zur  $\text{CO}_2$ -Abtrennung wurde eine synthetische Rohbiogasmischung von 40 %  $\text{CO}_2$  und 60 %  $\text{CH}_4$  eingesetzt. Der im Rahmen des Projektes in Zusammenarbeit mit BANDELIN entwickelte Ultraschall- Rohrreaktor konnte in einer Technikumsversuchsanordnung für zyklische  $\text{CO}_2$ -Absorption / Desorption eingebaut werden (siehe Abbildung 1). Der abgetrennte  $\text{CO}_2$ - und der gereinigte  $\text{CH}_4$ -Gasstrom wurden qualitativ und quantitativ erfasst. Der Tempe-



Abbildung 1: Laboranlage zur Ultraschall stimulierten  $\text{CO}_2$ -Abscheidung

raturverlauf jeden Versuches wurde zeitaufgelöst von einem Datenlogger mitgeschrieben. Nach Einstellung des Versuchsparameters Temperatur am Ultraschall-Rohrreaktor und dem Kopf der Kolonne wurde standardmäßig das Testgasgemisch in die Absorptionskolonne eingeleitet und die Ultraschall-Quelle eingeschaltet. Für den direkten Vergleich der  $\text{CO}_2$ -Abtrennleistung an verschiedenen Absorptionsmittel wurde der Rohgasstrom auf einen Volumenfluss von  $10 \text{ nL min}^{-1}$  eingestellt. Die Desorptionsversuche wurden größtenteils an 30 % bis 40 % wässrigen Ethanolaminlösungen durchgeführt.

## Ergebnisse

Nachfolgend wird die Ultraschall stimulierte  $\text{CO}_2$ -Abtrennung einer 30%-igen Ethanolaminlösungen mit und ohne Zusatz beschrieben. Ziel dieser Untersuchung war es, das Potenzial der  $\text{CO}_2$ -Abtrennung durch Zusatz von phasen-bildenden Chemikalien (Zang 2011, 2012) zu verbessern. Mit Zusatz konnten die Voraussetzungen für ein funktionierendes biphasisches Absorptionsmittelsystem hergestellt werden.

### Biogasaufbereitung

Abbildung 2 zeigt die zeitliche Entwicklung der beiden abgetrennten Volumenströme  $\text{CO}_2$  und  $\text{CH}_4$  ohne und mit Zusatz über einen Zeitraum von etwa vier Stunden. Deutlich ist eine Verbesserung der Trennleistung nach Zugabe des Zusatzes festzustellen. Mit dem biphasischen Absorptionsmittelsystem konnte der Anteil an  $\text{CO}_2$  im Methangasstrom von ursprünglich 40 % auf 5,7 %  $\text{CO}_2$  reduziert werden.

### Temperaturmessung am Wärmeüberträger

Abbildung 3 zeigt die Ergebnisse der Temperaturmessungen dieses Versuches an den Ausgängen der Wärmeübertrager. Das mit  $\text{CO}_2$  beladene Absorptionsmittel (blaue Kurve im linken Teil der Abbildung 3) wird mittels dem heißen, regenerierten Absorptionsmittel (schwarze Kurve im linken Teil der Abbildung 3) auf etwa  $53 \text{ }^\circ\text{C}$  vorgewärmt. Durch den Heißwasserkreislauf des Thermostaten wird das Absorptionsmittel zusätzlich im Desorber auf eine Endtemperatur von etwa  $68 \text{ }^\circ\text{C}$  bis  $75 \text{ }^\circ\text{C}$  gebracht.

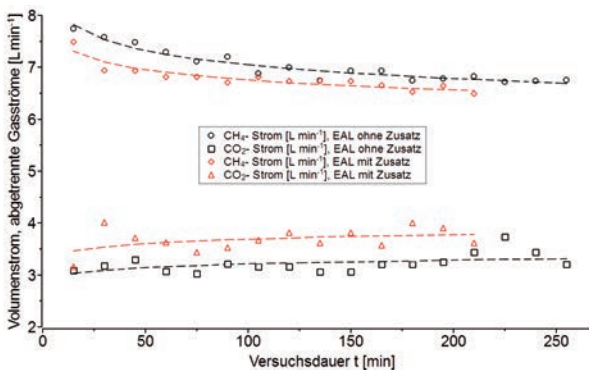


Abbildung 2: Biogasaufbereitung am Beispiel eines Absorptionsmittelsystems aus Ethanolaminlösungen (EAL) ohne und mit Zusatz bei  $T_{\text{Des}} = 70 \text{ }^\circ\text{C}$  und einem Volumenstrom Rohgas von  $10 \text{ nL}^1$



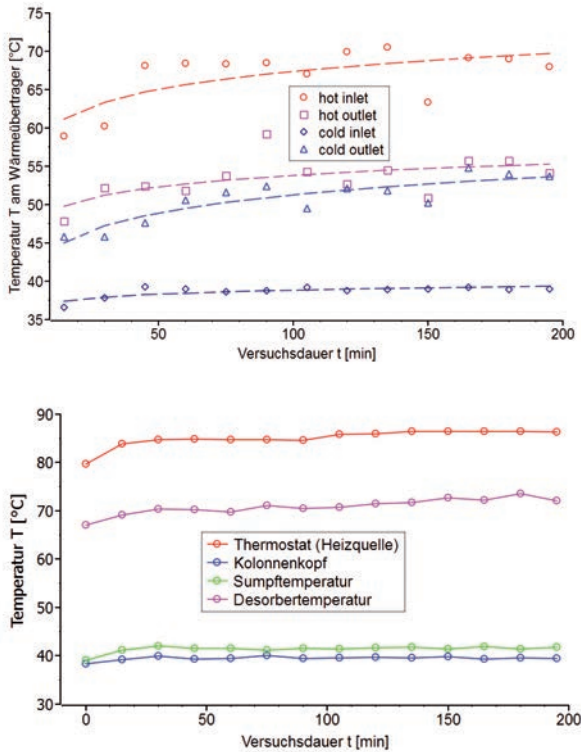


Abbildung 3: Temperaturverläufe am Wärmeübertrager (oberes Diagramm) und im weiteren Versuchsstand während eines Versuchs mit Volumenstrom Rohgas von  $10 \text{ nL min}^{-1}$  und EAL mit Zusatz

Im rechten Teil der Abbildung 3 ist der Temperaturverlauf an bestimmten Messpunkten der Laboranlage während des Versuches dargestellt. Die Temperatur im Sumpf der Absorptionskolonne (rote Kurve im rechten Teil der Abbildung 3) ist aufgrund der Reaktionswärme des  $\text{CO}_2$ -Gases mit dem Absorptionsmittel um etwa  $2^\circ\text{C}$  gegenüber der Absorptionsmitteltemperatur am Kopf der Kolonne erhöht.

### Energieverbrauch der Hilfsaggregate

Zur genauen Einschätzung des Energieverbrauchs der Laboranlage wurde der Energieverbrauch der einzelnen Hilfsaggregate bezogen auf die Entgasung von einem Mol  $\text{CO}_2$  ermittelt. In Abbildung 4 sind die experimentellen Daten zum Energieverbrauch der einzelnen Hilfsaggregate und die daraus ermittelte Gesamtenergieverbräuche am Beispiel des Absorptionsmittelsystems aus Ethanolaminlösungen mit Zusatz dargestellt. Aus Abbildung 4 wird deutlich, dass die zeitliche Entwicklung des Energieverbrauchs der Anlage auch nach zwei Stunden Betriebszeit noch nicht abgeschlossen war. Der bis dahin erzielte und gemittelte Energieverbrauch der Anlage zur Abtrennung von  $1 \text{ mol CO}_2$  betrug rund  $385 \text{ kJ mol}^{-1}$

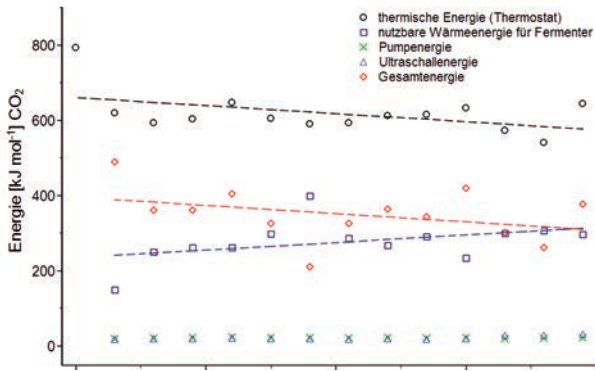


Abbildung 4: Zeitliche Entwicklung des Netto-Energiebedarfs für einen Versuch bei  $T_{Des} = 70 \text{ °C}$ , einem Volumenstrom Rohgas von  $10 \text{ nL min}^{-1}$  und EAL mit Zusatz

für das System Ethanolaminlösungen mit Zusatz. Messungen zum Nettoenergiebedarf der  $\text{CO}_2$ -Desorption inklusive der Ultraschall-Energie ergaben einen Wert von etwa  $100 \pm 20 \text{ kJ pro mol CO}_2$ , so dass daraus auf das Optimierungspotential der bestehenden Laboranlage geschlossen werden kann.

#### Energiebedarf in Abhängigkeit von der Desorption

Zur Untersuchung der Abhängigkeit des Energiebedarfs der Anlage von der Desorber-Temperatur wurden Versuche bei unterschiedlichen Temperaturen im Ultraschall-Rohrreaktor durchgeführt. Das Absorptionsmittel kühlt sich während der  $\text{CO}_2$ -Entgasung ab, so dass ständig neue Wärmeenergie zugeführt werden muss, um die Temperatur im Desorber konstant zu halten. Abbildung 5 zeigt die im Ultraschall-Rohrreaktor gemessenen Temperaturen in Beziehung zum Energieverbrauch der Anlage.

Entsprechend Abbildung 5 ist mit ansteigender Temperatur im Desorber eine Verringerung

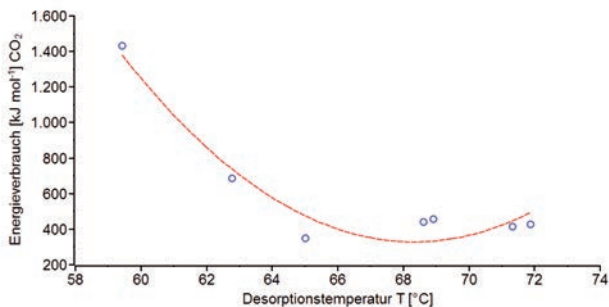


Abbildung 5: Abhängigkeit des Energiebedarfes bei unterschiedlichen Desorbertemperaturen bei einem Volumenstrom Rohgas von  $10 \text{ nL min}^{-1}$  und EAL mit Zusatz

des Energieverbrauches der Anlage zu beobachten, wobei oberhalb von etwa 70 °C allmählich eine Trendumkehr erfolgt. Entsprechend der Kurvenanpassung (rote gestrichelte Linie in Abbildung 5) wird die optimale Desorptionstemperatur bei etwa 68 °C erreicht. Dieser Befund ist wahrscheinlich auf die bei höheren Temperaturen zunehmende Autoentgasung des Absorptionsmittels zurückzuführen, die oberhalb 68 °C einen effektiven Ultraschall-Eintrag verhindert.

### Energiebedarf in Abhängigkeit des Volumenstroms

Zur Erzielung einer Biomethanqualität entsprechend den Richtlinien des DVGW wurde als weiterer Versuchsparameter die Stärke des Absorptionsmittelflusses in der Anlage variiert. In Abbildung 6 werden die entsprechenden Änderungen des Energieverbrauchs der Anlage dargestellt. Demnach kann durch eine Erhöhung des Absorptionsmittelflusses eine Effizienzsteigerung erzielt werden, die den verstärkten turbulenten Strömungen im Reaktorraum sowie in den Wärmetauschern und der damit verbesserten Wärmeübertragung geschuldet ist. Ähnliche Beobachtungen konnten auch bei der Erhöhung der Pumpleistung des Thermostaten (Erhöhung der Fließgeschwindigkeit des Heizwassers) gemacht werden, bei der jedoch die Effizienzsteigerung insgesamt schwächer ausfiel.

Verschiedene Faktoren, wie z. B. die Desorbtemperatur, der Absorptionsmittelfluss und die Effizienz der CO<sub>2</sub>-Abtrennung beeinflussen die Energiebilanz der Anlage. Durch Variation dieser Parameter konnte gezeigt werden, dass eine optimale Abtrennung von CO<sub>2</sub> aus dem Rohbiogasstrom bei einer Desorptionstemperatur von < 80 °C erzielt werden kann.

### Upscaling

Parallel zu den Untersuchungen im Labor erfolgte ein Up-Scaling der Anlage auf Technikummaßstab. Hier kann ein Rohgasstrom von bis zu 10 Nm<sup>3</sup> h<sup>-1</sup> realisiert werden. Versuchsergebnisse für diese Anlagengröße stehen noch aus.

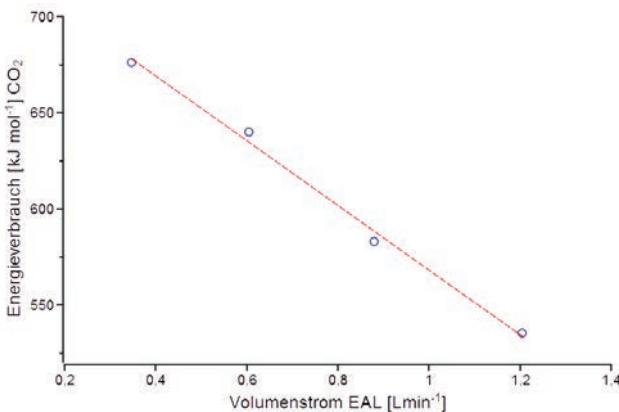


Abbildung 6: Energiebedarf der Laboranlage in Abhängigkeit von der Stärke des Volumenstromes EAL bezogen auf 1 mol CO<sub>2</sub> bei T<sub>des</sub> = 70 °C, einem Volumenstrom Rohgas von 10 nL min<sup>-1</sup> und EAL mit Zusatz

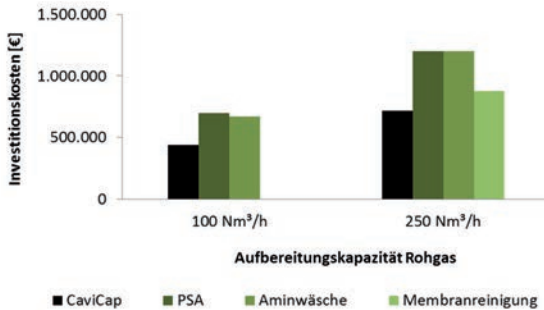


Abbildung 7: Vergleich der Investitionskosten der Ultraschall stimulierten  $\text{CO}_2$ -Desorption mit ausgewählten marktüblichen Biogasaufbereitungsverfahren vergleichbarer Größe (100 und 250  $\text{m}^3 \text{h}^{-1}$  i. N.) nach Hannich (2014)

### Wirtschaftlichkeit

Eine Betrachtung der Wirtschaftlichkeit gemäß VDI 6025 bzw. VDI 2067 zeigt weiterhin, dass im Zuge einer Weiterentwicklung des Anlagenaufbaus eine Nachrüstung einer BGA mit der Ultraschall stimulierten  $\text{CO}_2$ -Desorption zu einer verbesserten Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage führt. Hierfür wurde ein Vergleich zu markttextesten Verfahren herangezogen. Die benötigten Daten stammen aus Richtpreisangeboten einer Herstellerabfrage. Zur Gewährleistung der Vertraulichkeit werden die entsprechenden Hersteller nicht weiter spezifiziert.

Als Ergebnis dieser ersten Maßstabsvergrößerung ist ein Vergleich der Investitionskosten der Ultraschall stimulierten  $\text{CO}_2$ -Desorption in Abbildung 7 dargestellt. Dabei wird deutlich, dass der vergleichsweise einfache Aufbau der hier untersuchten Technologie zu deutlichen Vorteilen in Bezug auf die Investitionskosten führen kann.

Es wird davon ausgegangen, dass die benötigte Wärmeenergie durch verfügbare Abwärme am Anlagenstandort bereitgestellt wird.

*Da die Laborergebnisse gute Reinigungsergebnisse bei geringen Energiebedarfen versprechen, ist eine allgemeine Konkurrenzfähigkeit zu anderen Verfahren in jedem Fall gegeben.*

## Literatur

HANNICH, D. (2014): Ermittlung des Optimierungspotenzials einer Technikumusanlage zur verbesserten Biogasaufbereitung, Masterarbeit HTWK Leipzig, 2014

ZHANG, J.; NWANI, O.; TAN, Y.; AGAR, D. W. (2011): Carbon dioxide absorption into biphasic amine solvent with solvent loss reduction. In: Chemical Engineering Research and Design 89, pp. 1190–1196.

ZHANG, J.; QIAO, Y.; AGAR, D. W. (2012): Intensification of low temperature thermomorphic biphasic amine solvent regeneration for  $\text{CO}_2$  capture. In: Chemical Engineering Research and Design 90, pp. 743–749.



## Emissionsminderung durch Spurenelemente in Abfallbiogasanlagen

Michael Dittrich-Zechendorf<sup>1</sup>, Franziska Schäfer<sup>1</sup>, Michael Tietze<sup>2</sup>, Matthias Leiker<sup>3</sup>, Heike Sträuber<sup>4</sup>, Jürgen Pröter<sup>1</sup>

**Vorhaben: Spurenelemente – Emissionsminderung durch Spurenelemente in Abfallbiogasanlagen**

**FKZ-Nr.:** 03KB063

**Laufzeit:** 01.09.2011 – 31.08.2014

**Zuwendungssumme:** 209.403 €

**Koordination:**

<sup>1</sup> Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH  
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig  
[www.dbfz.de](http://www.dbfz.de)

**Projektpartner:**

<sup>2</sup> GICON GmbH  
Tiergartenstraße 48, 01219 Dresden  
[www.gicon.de](http://www.gicon.de)

<sup>3</sup> PUS GmbH  
Industrie- und Gewerbegebiet Lauta, Straße A; Nr. 8, 02991 Lauta  
[www.ferrosorp.de](http://www.ferrosorp.de)

<sup>4</sup> Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH – UFZ  
Permoserstraße 15, 04318 Leipzig  
[www.ufz.de](http://www.ufz.de)

**Kontakt:**

Dr. Jürgen Pröter – Projektleiter  
Michael Dittrich-Zechendorf – Direkter Ansprechpartner  
Telefon: +49 (0)341 2434 565  
E-Mail: michael.zechendorf@dbfz.de

**Jürgen Pröter (Projektleiter):**

*Es gibt zu wenig alte Fahrräder, sprich Eisen, und andere Spurenelemente im Bioabfall, deshalb gelingt eine Steigerung der Biogasproduktion durch gezielten Einsatz von Zuschlagstoffen.*

## Zusammenfassung

Durch Zugabe eines Spurenelementpräparates in Form eines Eisenträgers (FerroSorp® DGµ) konnte die im Batchverfahren betriebene Hydrolysestufe eines zweistufigen Reaktorsystems (GICON®-Verfahren) mit Maissilage (MS) (als Modellsubstrat) deutlich verbessert werden, im Sinne einer höheren Gesamtsäureproduktion im Vergleich zur Fermentation ohne Zuschläge.

Das Ziel des Projektes war es, diesen Effekt der verstärkten Versäuerung durch Spurenelement (SE)-Zugabe auch bei der Verwendung von Bioabfall (BA) als Substrat zu erzeugen. Dieser lässt sich nach unseren Untersuchungen nicht in gleicher Weise versäuern. Es war auch im Batchverfahren nach wenigen Tagen Methanbildung zu beobachten. Im quasikontinuierlichen zweistufigen Betrieb wurde der Effekt der Methanbildung weiter verstärkt, was eine klare Trennung der metabolischen Phasen zwischen den Stufen kaum möglich machte. Jedoch stieg der spezifische Methanertrag im gesamten System erheblich an, was den Einsatz des Zuschlagstoffes auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht attraktiv gestaltet, da aus der gleichen Substratmenge mehr Energie gewonnen werden konnte.

Ferner ließ sich die Emission von Schwefelwasserstoff durch Zugabe des Eisenträgers deutlich reduzieren. Eine spätere Gasaufbereitung wird somit vereinfacht.

Weitere Untersuchungen im Hochlast-Biogasprozess zeigten je nach mineralogischer Zusammensetzung und Körnung des Zuschlagstoffes erhebliche Differenzen in der Reaktivität und damit der Entschwefelungsleistung und Prozessstabilisierung der verschiedenen Modifikationen von FerroSorp®.

## Summary

With an iron-based trace-element supplement (FerroSorp® DGμ) in a batch-hydrolysis / acidification-step of a two-step process (GICON®-process) the anaerobic fermentation of the reference substrate maize-silage was enhanced resulting higher acid-production compared to fermentation without trace element addition.

The aim of this project was to verify this effect of higher acidification by TE-addition to bio-waste instead of maize silage as substrate. However, it was not possible to produce the same organic acid concentration with this substrate.

After few days of fermentation methane was produced resulting in a degradation of the organic acids. In the semi-continuously operated two-step reactor this effect was even more expressed. A separation of the metabolic phases did not succeed. However, the overall specific methane yield was seriously increased. From this point of view, it is attractive to gain more energy from the same substrate.

Furthermore, the emission of hydrogen sulphide was reduced considerably by using the trace element supplement. This reduces the effort for gas conditioning.

Further investigations of the high load biogas process showed significant differences in reactivity and thus in desulfurization and process stabilization of different FerroSorp® compounds depending on their mineralogical compositions and grain sizes.

## Hintergrund und Zielstellung

Die Aufgabe dieses Verbund-Vorhabens bestand darin, die anaerobe Vergärung von Bioabfällen zu optimieren und damit einer energetischen Verwertung zu ermöglichen. Um Bioabfälle einer wirtschaftlichen und energetischen Nutzung zuführen zu können, sind vor allem deren Gehalte an vorhandenen und notwendigen Spurenelementen (SE) zu betrachten.

Die biologische Verfügbarkeit dieser SE sollte über den Weg der Umkomplexierung durch Zusatz von FerroSorp® DGμ erhöht werden. Parallel wurde an Varianten der Zuschlagstoffe geforscht, um die Gesamtmenge an zugeführten Stoffen zu minimieren. Untersuchungen zur biologischen Verfügbarkeit der Spurenelemente erfolgten mit Modellsubstraten.

Die Erkenntnisse aus diesen Teilen der Forschung wurden direkt im halb- und großtechnischen Maßstab von der GICON GmbH angewandt. Hieraus ergaben sich neue Ergebnisse für weitere Iterationsschleifen. Abschließend sollten ökonomische und ökologische Wirkungen dieser Maßnahmen, vor allem bezüglich der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten beurteilt werden. Durch die hohen Eisengehalte der Zuschlagstoffe wird ferner die Schwefelwasserstoffkonzentration im Biogas *in situ* gesenkt, was die Gasreinigung deutlich vereinfacht und den Schwefelgehalt im Gärrest erhöht und dadurch das C:N:P:S-Verhältnis positiv beeinflusst.

## Methoden und Ergebnisse

Für die Untersuchungen zur Vergärung von Bioabfällen aus der Getrenntsammlung wurde am DBFZ im Labormaßstab ein nach Vorgaben des Projektpartners GICON® entwickeltes Trockenfermentationsverfahren etabliert. Hier wurde zunächst mit Maissilage als Modellsubstrat die erste Stufe (Hydrolyse und acidogene Fermentation) im Perkolationsprozess im Batch untersucht. Es wurden Versuche ohne Zuschlagstoffe, mit FerroSorp® DGµ, sowie mit Eisen- und Manganhydroxid durchgeführt. In analoger Weise wurde frischer Bioabfall aus einem lokalen Kompostierwerk behandelt.

### Modellsubstrat Maissilage (Batch)

Die Versäuerung des Prozesswassers in den Versuchen mit Maissilage als Substrat konnte grundsätzlich erfolgreich mit allen vier Parametersätzen (ohne Zuschlagstoffe, mit FerroSorp® DGµ, mit reinem Eisen- und reinem Manganhydroxid) durchgeführt werden. Die Ansätze ohne Zuschlagstoff bzw. mit FerroSorp® DGµ erbrachten die höchsten Gesamtausbeuten an gelösten Säuren, wobei die Säurekonzentration im Ansatz mit dem Zuschlag des Eisenträgers DGµ wiederum deutlich über dem Referenzansatz ohne Zuschläge lag. Die chemische Zusammensetzung des Perkolates differierte erheblich zwischen den Versuchen (siehe Abbildung 1), ebenso die Zusammensetzung der bakteriellen Gemeinschaften. Während die Bakteriengemeinschaft im Referenzansatz zu mehr als 60 % aus Milchsäuregärern der Gattung *Lactobacillus* bzw. der Familie *Coriobacteriaceae* bestand, dominierten im Ansatz mit DGµ zusätzlich *Clostridiales* (Sträuber et al. 2015), zu denen Buttersäure- und gemischte Säuregärer zählen.

Die Versuche mit reinem Eisen-, bzw. Manganhydroxid sind hier nicht dargestellt.

Über die Wahl der Zuschlagstoffe ist also prinzipiell eine Steuerung des Produktspektrums möglich, was wiederum neue Anwendungsmöglichkeiten für eine stoffliche Biomassenutzung, z. B. zur Gewinnung von Plattformchemikalien, eröffnet. In beiden Fällen akkumulierten die organischen Säuren, so dass mit längeren Verweilzeiten auch höhere Abbaugrade erwartet werden können. Jedoch sollte die Fermentation ab einem bestimmten Zeitpunkt aufgrund des fallenden pH-Wertes zum Erliegen kommen, da auch die vergleichsweise säureresistenten Milchsäuregärer ihre Aktivität einstellen.



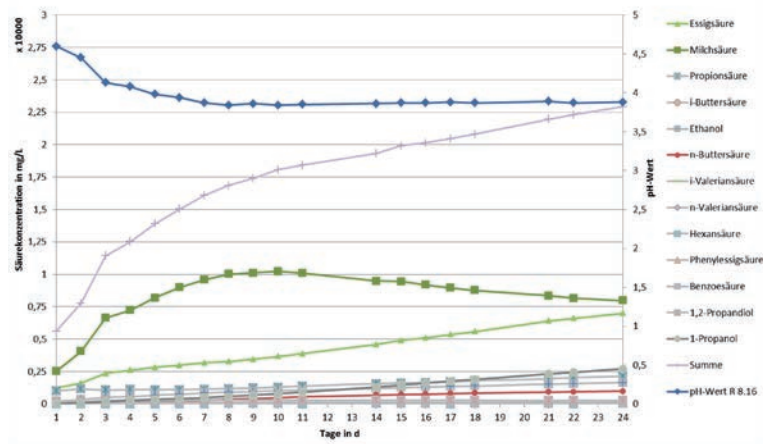
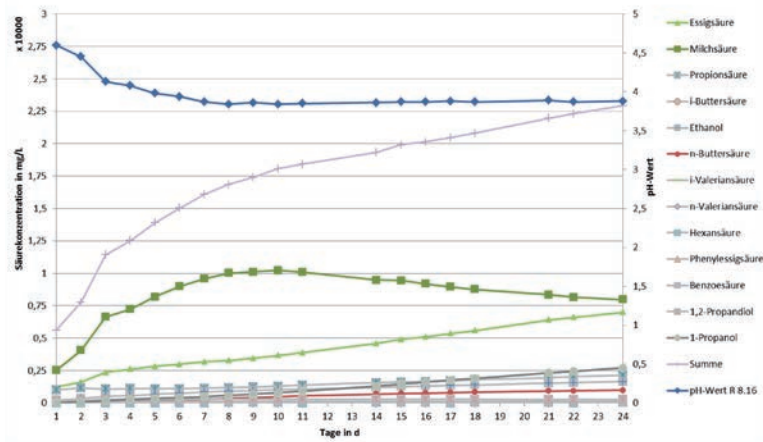


Abbildung 1: pH-Wert und Säurekonzentration ohne Zuschlagstoffe (oben) und mit FerroSorp® DG $\mu$  (unten)

### Bioabfall (Batch)

Die Versuche wurden mit Bioabfall als Substrat wiederholt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 2 dargestellt, wobei die mikrobiologische Analyse der bakteriellen Gemeinschaften noch nicht abgeschlossen ist.

Die Vergärung von Bioabfall ohne Zuschlagstoffe entwickelte sich im Doppelversuch nicht analog. Im Parallelreaktor (ohne Abbildung) erfolgte nach wenigen Tagen Methanbildung. Der steigende pH-Wert könnte sowohl Ursache als auch Auswirkung der Methanbildung sein. Entsprechend der Umsetzung zu Methan sank der Säuregehalt im Perkolat stark ab. Mit FerroSorp® DGμ als Zuschlagstoff stieg der pH-Wert zwischen Tag neun und zwölf rasch an und organische Säuren wurden zu methanhaltigem Biogas umgesetzt.

Die Säuregesamtmenge lag im Versuch mit FerroSorp® DGμ aufgrund des zwischenzeitlichen Abbaus unter der des Versuchs ohne Zuschläge. Das Maximum lag jedoch in der gleichen Größenordnung, bei etwa 10 g/L Perkolat, so dass für die Gesamtmenge an gebildeter Säure kein wesentlicher Unterschied festzustellen war.

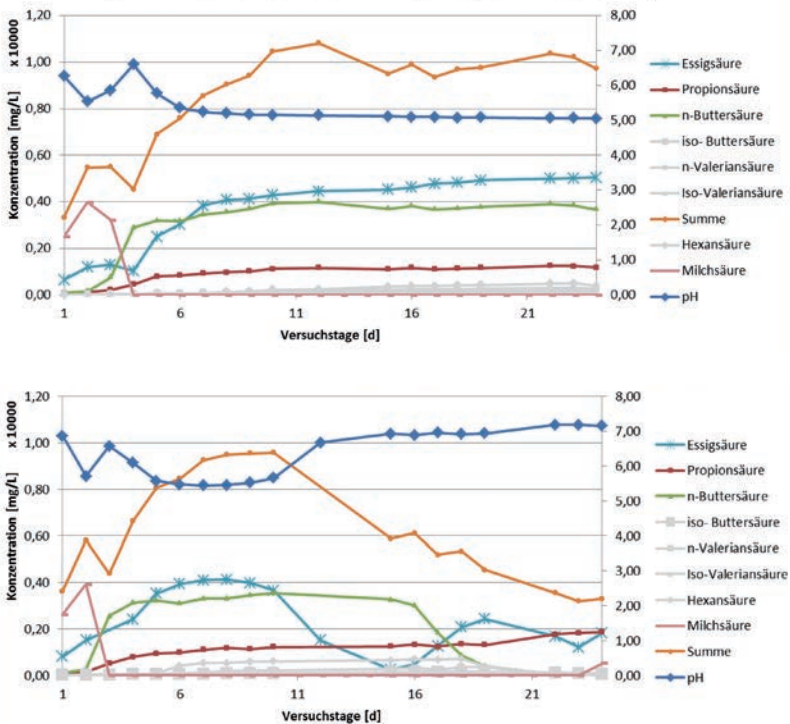


Abbildung 2: pH-Wert- und Säurekonzentrationsverlauf in der Batchhydrolyse von Bioabfall ohne Zuschlagstoffe (oben) und mit FerroSorp® DGμ (unten)

### Vergleich von Modellsubstrat und Bioabfall

Die Verläufe der Säurebildung mit Bioabfall (BA) ohne Zuschläge sind im Vergleich zum gleichen Versuch mit dem Modellsubstrat Maissilage (MS) in Zusammensetzung und Menge unterschiedlich. Maßgeblichen Einfluss dürften hierbei die unterschiedlichen pH-Startwerte ( $\sim 4,5$  bei MS bzw.  $\sim 6,3$  bei BA) haben. Im Falle des Zuschlagstoffes FerroSorp® DG<sub>u</sub> ergeben sich ebenfalls erhebliche Unterschiede im Verlauf des pH-Wertes und der Säurebildung, wobei die pH-Startbedingungen ( $\sim 6,4$  MS, bzw.  $\sim 7$  BA) deutlich dichter zusammen lagen. Anders als bei Maissilage wurde aus Bioabfall in erheblichen Mengen Essigsäure gebildet. n-Buttersäure wurde in beiden Fällen in praktisch gleichem Umfang produziert und Milchsäure zu Beginn verbraucht (möglicherweise durch Konversion zu Buttersäure). Propionsäurebildung spielte bei der Maissilagevergärung praktisch keine Rolle, wurde aber in allen Versuchen mit Bioabfall als Substrat kontinuierlich beobachtet.

Der Abbau von Essigsäure mit Einsetzen der Methanbildung war wenig überraschend, der steile Anstieg der Essigbildung ab Tag 16 jedoch schon. Im gleichen Zeitraum wurde n-Buttersäure vollständig abgebaut.

Letztlich bleibt bei acidogener Fermentation demnach auch bei Bioabfall als Substrat die Möglichkeit, über die Zugabe von Zuschlagstoffen im Spurenelementebereich das Produktspektrum zu beeinflussen. So sollte sich über geschickte Prozessführung ein Optimum aus Abbaugrad und dem Aufbau bestimmter organischer Säuren finden lassen.

### Halbtechnische und technische Umsetzung

Parallel wurden Versuche im halbtechnischen ( $25 - 50 \text{ kg}_{\text{FM}}$ ) und technischen ( $4 - 8 \text{ Mg}_{\text{FM}}$ ) Maßstab mit Bioabfall im Großtechnikum Cottbus durchgeführt. Eine schematische Darstellung der großtechnischen Anlage ist in Abbildung 3 gezeigt.

Der im Versuchszeitraum aus verschiedenen Sammelgebieten eingesetzte Bioabfall enthielt nennenswerte Mengen an Nähr- und Spurenstoffen. Ein möglicher Mangel an Spurenelementen bei der Vergärung dieser Substrate gilt daher als unwahrscheinlich. Dies konnte in halb- und großtechnischen Versuchen durch entsprechende Analysen der Prozessflüssigkeit bestätigt werden.

Aufgrund der stark schwankenden Zusammensetzung des Bioabfalls konnte keine eindeutige Aussage darüber gewonnen werden, inwieweit der Biogasertrag bzw. die Umsatzleistung durch die Spurenstoffkonzentration beeinflusst wird. Vergleichende halbtechnische Versuche mit und ohne Spurenstoffzugabe zeigten keine signifikanten Unterschiede.

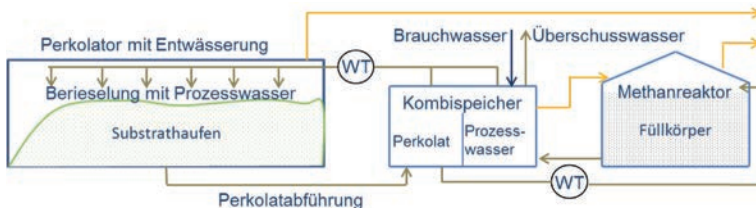


Abbildung 3: Prinzipskizze des zweistufigen GICON-Verfahrens (technisch / großtechnisch), Quelle: GICON

Die Auswertung der Versuche zum Spurenstoffbedarf hat gezeigt, dass eine Beurteilung anhand der jeweiligen Konzentrationen nicht zielführend ist, da hierbei der Aspekt der Verfügbarkeit der Spurenstoffe nur ungenügend berücksichtigt wird. So kann es insbesondere durch sulfidische Fällungen zu einer Mitfällung von Spurenelementen kommen, wodurch deren Verfügbarkeit für Bakterien stark vermindert werden kann. Ein Ziel des Projektes ist es daher gewesen, durch Zugabe geeigneter Zuschlagstoffe die Ausfällung von Spurenelementen zu minimieren.

Um eine Beurteilung der Wirkungsweise des untersuchten Zuschlagstoffes vornehmen zu können wurde das Substratspektrum erweitert und Versuche mit gemischten Hausabfällen bzw. deren Feinfraktion 40 – 60 mm aus der Hausabfallaufbereitung durchgeführt. Bei diesen Versuchen konnte in den Laborreaktoren, die mit Zugabe von FerroSorp® DG $\mu$  betrieben wurden eine um 17 % höhere Gasausbeute gegenüber den Reaktoren ohne Zugabe erreicht werden (Abbildung 4).

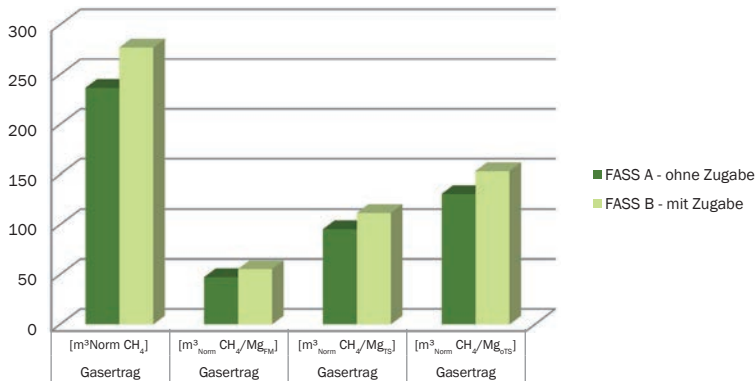


Abbildung 4: Batchtest Hausabfall Siebfraction 40 – 60 mm

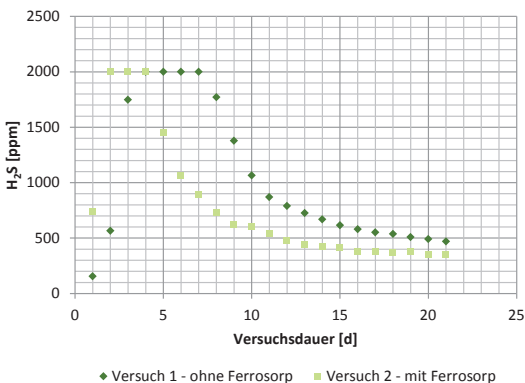


Abbildung 5: Einfluss FerroSorp® DG $\mu$  auf Entwicklung H<sub>2</sub>S-Konzentration im Methanreaktor

Auch in den großtechnischen Versuchen zeigte sich, dass bei Zugabe von FerroSorp® DGμ die H<sub>2</sub>S-Bildung deutlich minimiert werden konnte (Abbildung 5). Im Vergleich zu den Versuchen ohne FerroSorp®-Zugabe wurde außerdem ein höherer Gasertrag gemessen (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: Vergleich Gasertrag großtechnische Versuche mit Einsatz von FerroSorp® DGμ

	Bezeichnung	Einheit	Versuch I	Versuch II
INPUT	Masse	[Mg <sub>FM</sub> ]	15,84	15,80
	TS	[%]	48,90	49,60
	oTS	[%]	70,20	72,90
	TS	[Mg <sub>TS</sub> ]	7,70	7,80
	oTS	[Mg <sub>oTS</sub> ]	5,40	5,70
	Ferrosorp	[kg]	0	17,00
OUTPUT	Masse	[Mg <sub>FM</sub> ]	16,14	13,50
	TS	[%]	50,50	39,50
	oTS	[%]	51,60	47,80
	TS	[Mg <sub>TS</sub> ]	8,20	5,30
	oTS	[Mg <sub>oTS</sub> ]	4,20	2,60
Gasertrag	Gasertrag	[m <sup>3</sup> <sub>Norm</sub> CH <sub>4</sub> ]	463,34	733,60
	Gasertrag	[m <sup>3</sup> <sub>Norm</sub> CH <sub>4</sub> /Mg <sub>FM</sub> ]	29,25	46,43
	Gasertrag	[m <sup>3</sup> <sub>Norm</sub> CH <sub>4</sub> /Mg <sub>TS</sub> ]	59,80	93,50
	Gasertrag	[m <sup>3</sup> <sub>Norm</sub> CH <sub>4</sub> /Mg <sub>oTS</sub> ]	85,20	128,20

### Aktivitätsuntersuchungen an Eisenträgern unterschiedlicher mineralogischer und chemischer Zusammensetzung

Zeitgleich zu den oben beschriebenen Versuchen wurden im semikontinuierlich betriebenen CSTR-System Aktivitätsuntersuchungen mit verschiedenen FerroSorp®-Modifikationen durchgeführt. Bei diesen, ebenfalls von der PUS GmbH zur Verfügung gestellten Mischungen unterschiedlicher chemischer und mineralogischer Zusammensetzung, wurden die unterschiedlichen Entschwefelungseigenschaften unter wechselnden Prozessparametern im Hochlast-Versuch (Raumbelastung  $8 \text{ g}_{\text{oTS}} \cdot \text{L}^{-1} \cdot \text{d}^{-1}$ , Verweilzeiten zwischen acht und zwei Tagen) mit Getreideschlempe aus der Bioethanolproduktion untersucht. (Schäfer et al. 2015) Hierbei konnte festgestellt werden, dass kleinere Korngrößen und Hydroxide schneller und stärker *in situ* entschwefeln, als grobkörnige oder oxydische. (Schäfer et al. 2015)

## Übertragbarkeit der Ergebnisse

Für Bioabfall oder die organische Fraktion von Restabfall kann aufgrund der Ergebnisse angenommen werden, dass eine anaerobe (Vor-)Behandlung mittels der hier erprobten Verfahren lohnenswert ist. Die potenziellen CO<sub>2</sub>-Einsparungen wären unter günstiger Prozessführung erheblich. Einer anschließenden aeroben Nachrotte (Bioabfall) bzw. einer thermischen Behandlung (Restabfall) steht nach unserer Einschätzung nichts entgegen, wobei Untersuchungen diesbezüglich noch nicht vorliegen, um diese Einschätzung zu verifizieren.

Klassische Kompostierwerke könnten mit vergleichsweise geringem Aufwand umgerüstet und / oder erweitert werden, um im GICON-Verfahren® Bioabfälle zu behandeln. Während der Projektbearbeitung hat sich wiederholt gezeigt, dass der Markt für eine Behandlung von Bioabfällen und Restabfällen mit biogenem Anteil ein Potenzial zum Einsatz von Biogasanlagentechnik birgt. In Deutschland setzt sich bei den Unternehmen der Entsorgungsbranche derzeit die Erkenntnis durch, dass ein energieeffizienter Betrieb für die Gewährleistung der Betriebstätigkeit sinnvoll ist. Da mit anfallendem Bioabfall ein energiereiches Substrat zur Verfügung steht, wird es von vielen Betrieben als sinnvoll erachtet, die anfallenden Energiemengen zu nutzen. Insbesondere Unternehmen, deren bestehende Anlagentechnik ihren Lebenszyklus (ca. 20 Jahre) bereits durchlaufen hat, zeigen daher Interesse an einer Umstellung der bisher häufig durchgeführten aeroben Verwertung der Abfälle (Kompostierung) zu einer kombinierten anaeroben / aeroben Verwertung (Vergärung und anschließende Kompostierung der Restströme). Diese Effizienzsteigerung in der Wertschöpfungskette wird vor allem auch durch einen wirtschaftlichen und sinnvollen Abbau der Substrate ermöglicht, der Ziel des vorliegenden Projekts war.

Im Falle der *in situ* Entschwefelungseigenschaften von verschiedenen FerroSorp®-Produkten können mit den hier erbrachten Erkenntnissen gezielt spezialisierte Zuschlagstoffe dargestellt bzw. ausgewählt werden. Letztlich könnte dies zu einer deutlichen Reduktion der Zuschlagmengen insgesamt führen. Ein Einfluss auf die Kompostgüte (Bioabfall) war nicht Gegenstand der Betrachtungen dieses Projekts und sollte entsprechend erbracht werden.

## Beitrag zu den Effizienzkriterien des Förderprogramms

Der Bioabfall enthielt durchschnittlich 19 %<sub>oTS</sub>. Hieraus wurden 128 m<sup>3</sup><sub>Norm</sub> CH<sub>4</sub>/t<sub>oTS</sub> erhalten. Bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 37 % (thermisch 40 %) eines BHKW und einem unteren Heizwert H<sub>u</sub> von Methan von 9,97 kWh/m<sup>3</sup><sub>Norm</sub>, ergibt sich eine Strombereitstellung von ca. 61.900 kWh<sub>el</sub>, also 222.850 MJ<sub>el</sub> (bzw. 66.900 kWh<sub>therm</sub> / 240.900 MJ<sub>therm</sub>). Bezogen auf eine 500-kW-Biogasanlage ergeben sich nach ZELLER et al. 2011. THG-Emissionen bei Strombereitstellung aus Bioabfall von 27,5 g CO<sub>2,Äq</sub>/MJ. Verglichen mit dem Wert der THG-Emissionen der Strombereitstellung aus dem deutschen Kraftwerkspark von 160,8 g CO<sub>2,Äq</sub>/MJ (Thrän et al. 2011) ergeben sich die im Folgenden genannten Spannen des Ausbaupotentials:

Das Ausbaupotenzial beläuft sich auf ca. 6,90 Mio. Mg/a Bioabfall pro Jahr (Fricke 2012). Werden nur ca. 10 % dieses Potenzials erschlossen, dann werden 690.000 Mg Bioabfall pro Jahr zusätzlich verarbeitet. Nach den Untersuchungsergebnissen und bei Erschließung dieser 10 % des Potentials wäre eine Einsparung von 19.700 – 40.700 Mg-CO<sub>2,kt</sub>/Jahr (reine Stromnutzung – zzgl. 20 % Wärmenutzung) zu erwarten.

Die Methan Ertragssteigerung durch Zugabe von FerroSorp® DGµ würde hier eine Einsparung von 29.700 – 61.400 Mg-CO<sub>2,kt</sub>/Jahr erwarten lassen. Da die Angaben für den Fall einer reinen Stromnutzung bis hin zu einer Wärmenutzung von 20 % ausgelegt sind, wäre also für einen höheren Wärmenutzungsgrad ein deutlich positiverer Ausblick möglich.

		Einheit	Wert	Erläuterung / Referenz
<b>Input</b>	Bioabfall	%OTS	19	Durchschnittlich
<b>Output</b>				
stofflich	Biomethan	m <sup>3</sup> Norm CH <sub>4</sub> /toTS	128	
energetisch	Strom	kWh <sub>el</sub> /MJ <sub>el</sub>	61.900 / 222.850	
		kWh <sub>therm</sub> /MJ <sub>therm</sub>	66.900 / 240.900	
<b>Anlagendaten BHKW</b>				
Anlagenwirkungsgrad	Elektrisch	%	37	
	Thermisch	%	40	
Heizwert H <sub>u</sub>	Methan	kWh/m <sup>3</sup> <sub>Norm</sub>	9,97	
<b>THG-Emissionen</b>				Bezogen auf eine 500-kW-Biogasanlage
Strom	aus Bioabfall	g CO <sub>2,kt</sub> /MJ	27,5	Nach ZELLER et al. 2011
Strom	Aus deutschen Kraftwerkspark	g CO <sub>2,kt</sub> /MJ	160,8	Nach THÄN et al. 2011
<b>Ausbaupotenziale</b>				
Energetische Nutzung	Bioabfall	Mg/a	6,90 Mio.	Ausbaupotenzial nach FRICKE 2012
	Bioabfall	Mg/a	690.000	Bei Erschließung von 10 % des Potenzials
<b>THG-Emissionen Einsparung</b>				Nach Untersuchungsergebnissen im Projekt
Ohne Zugabe von FerroSorp® DGµ	CO <sub>2</sub>	Mg CO <sub>2,kt</sub> /Jahr	19.700 – 40.700	Bei Erschließung von 10 % des Ausbauziels; reine Stromnutzung zzgl. bis zu 20 % Wärmenutzung*
Bei Zugabe von FerroSorp® DGµ	CO <sub>2</sub>	Mg CO <sub>2,kt</sub> /Jahr	29.700 – 61.400	

\*Da die Angaben für den Fall einer reinen Stromnutzung bis hin zu einer Wärmenutzung von 20 % ausgelegt sind, wäre also für einen höheren Wärmenutzungsgrad ein deutlich positiverer Ausblick möglich.

## Literatur

FRICKE, K. (2012): Steigerung der Energieeffizienz bei der Verwertung biogener Reststoffe. In: Konferenzreader „Energetische Biomassenutzung – Neue Technologien und Konzepte für die Bioenergie der Zukunft“. Leipzig, S. 215, Folie 13. URL: >> [https://www.energetische-biomassenutzung.de/fileadmin/user\\_upload/Intern/4.\\_statuskonferenz/Konf.reader\\_1-348\\_web.pdf](https://www.energetische-biomassenutzung.de/fileadmin/user_upload/Intern/4._statuskonferenz/Konf.reader_1-348_web.pdf) (Stand: 24.11.2015)

SCHÄFER, F.; PRÖTER, J.; LEIKER, M.; ZECHENDORF, M. (2015): Pulverförmige Eisenpräparate zur Entschwefelung im Biogasprozess – Einfluss von Korngröße und mineralogischer Zusammensetzung. In: Landtechnik (submitted).

STRÄUBER, H.; BÜHLIGEN, F.; DITTRICH-ZECHENDORF, M.; KLEINSTEUBER, S. (2015): Effect of Trace Element Addition and pH Value on the Production of Carboxylate Platform Chemicals from Maize Silage. In: 11<sup>th</sup> International Conference on Renewable Resources & Biorefineries (RRB-11). York, UK.

THRÄN, D.; MAJER, S.; GAWOR, M.; BUNZEL, K.; DANIEL-GROMKE, J.; BAUERMANN, K.; EICKHOLT, V.; SCHULTZ, R.; HOCHI, J. (2011): Optimierung der marktnahen Förderung von Biogas/Biomethan unter Berücksichtigung der Umwelt- und Klimabilanz, Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit. Berlin: Biogasrat e.V.

ZELLER, V.; THRÄN, D.; ZEYMER, M.; BÜRZLE, B.; ADLER, P.; PONITKA, J.; POSTEL, J.; MÜLLER-LANGER, F.; RÖNSCH, S. (2011): Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung, Leipzig.





## Ermittlung eines technisch-ökonomisch optimierten Betriebs flexibler Biogasanlagen

Markus Lauer<sup>1</sup>, Tobias Romberg<sup>2</sup>, Martin Dotzauer<sup>1</sup>, Christiane Hennig<sup>1</sup>, Eva Nebel<sup>1</sup>, Jan Postel<sup>1</sup>, Alexander Krautz<sup>2</sup>, Monique Lehmann<sup>1</sup>

**Vorhaben: OptFlex Biogas - Ermittlung eines technisch-ökonomischen optimierten Betriebs von flexiblen Biogasanlagen**

**FKZ-Nr.:** 03KB073

**Laufzeit:** 01.09.2012 – 31.03.2015

**Zuwendungssumme:** 255.349 €

### **Koordination:**

<sup>1</sup> DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH  
Torgauer Straße 116  
04347 Leipzig  
[www.dbfz.de](http://www.dbfz.de)

### **Projektpartner:**

<sup>2</sup> Next Kraftwerke GmbH  
Lichtstraße 43g  
50825 Köln  
[www.next-kraftwerke.de](http://www.next-kraftwerke.de)

### **Kontakt:**

Markus Lauer  
Telefon: +49 (0)341 2434 491  
E-Mail: [markus.lauer@dbfz.de](mailto:markus.lauer@dbfz.de)

**Markus Lauer (Projektkoordinator):**

*Die Flexibilisierung von Bestandsbiogasanlagen wird vorwiegend durch die Flexibilitätsprämie und Effizienzsteigerungen in Folge des Austauschs und der Neuinstallation von Verstromungsaggregaten angereizt. Die optimale Flexibilisierungsstrategie ist anlagenindividuell zu wählen und von mehreren Parametern abhängig. Eine flexible Fahrweise kann die Gesamteffizienz einer Biogasanlage signifikant verbessern und die relativen Treibhausgasemissionen verringern.*



## Zusammenfassung

Das Vorhaben „Optflex“ untersuchte praxisnah den markt- und systemoptimierten (bedarfsgerechten) Betrieb von Bestandsbiogasanlagen, die seit dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz 2012 mit dem Förderinstrument der Flexibilitätsprämie zum bedarfsgerechten Betrieb angereizt werden. Zu diesem Zweck wurden fünf Praxisanlagen untersucht und eine in dieser Publikation exemplarisch vorgestellt, die bereits Investitionen in einen flexiblen Betrieb getätigt haben und durch die Next Kraftwerke GmbH vermarktet werden. Im Rahmen des Betriebes wurden alle relevanten technischen, ökonomischen und ökologischen Betriebsparameter erfasst und ausgewertet.

Die Ergebnisse der technisch-ökonomischen Auswertung der Biogasanlagen machen die Bedeutung der gewählten Flexibilisierungsstrategie sowie der Anlagencharakteristika deutlich. Die technischen Parameter wie Wirkungsgrade der Blockheizkraftwerke, Gasspeicherkapazität oder etwaige Wärmelieferverpflichtungen beeinflussen die optimale Betriebs- und Flexibilisierungsstrategie jeder Anlage. Darüber hinaus zeigen die Ergebnisse eine wesentliche Bedeutung des Trade-Offs zwischen Optimierung der Erlöse an der Strombörse der EPEX Spot SE und des Regelenergiemarktes. Die jeweiligen Preisniveaus entscheiden ebenfalls darüber, welche Betriebsweise zu bevorzugen ist. Im Allgemeinen wird der flexible Betrieb von Bestandsbiogasanlagen durch die Flexibilitätsprämie und eine erhöhte Marktprämie in Folge der Effizienzsteigerung durch die Neuinstallation von Verstromungsaggregaten angereizt. Die zusätzlichen Spotmarkterlöse spielen aufgrund der derzeitigen geringen Preisdifferenzen unter den Erlöspositionen eine untergeordnete Rolle.

Aus ökologischer Sicht verbessern sich die relativen Treibhausgasemissionen der untersuchten Anlagen bei flexibler Fahrweise, da bei diesen in allen Fällen effizientere Verstromungsaggregate installiert worden sind, wodurch bei konstanter Gasmenge mehr Strom erzeugt werden kann. Mit der am Markt orientierten flexiblen Fahrweise von Biogasanlagen konkurrieren diese mit anderen flexiblen fossilen Kraftwerken wie Gaskraftwerken. Aufgrund des niedrigen Preisniveaus von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten und der Merit-Order bei der Strompreisbildung können derzeit flexible fossile Gaskraftwerke, die geringere Emissionen als Braunkohlekraftwerke vorweisen, nicht wirtschaftlich betrieben werden. Mit steigenden Anteilen von fluktuierenden erneuerbaren Energien, werden sich die wirtschaftlichen Benutzungsstunden von Grundlastkraftwerken perspektivisch reduzieren und die Preisdifferenzen und damit der Anreiz für flexible Optionen wieder steigen.

## Summary

The project “Optflex” analyzed the market and system-optimized (demand-oriented) power generation of existing biogas plants, which is stimulated by the premium payment for flexibility within the framework of the Renewable Energy Sources Act (EEG) 2012. A transition to a flexible electricity generation asks for investments in the infrastructure of biogas plants. Within the project five existing biogas plants were reviewed, which have been already marketed by the Next Kraftwerke GmbH as well as operating in a flexible mode, and one of them was described as an example. Technical, economic and environmental parameters were taken into account.

Biogas plants offer the possibility to generate power in a flexible mode and so contributing to integrate intermittent renewable energy sources into the energy system. In Germany the Renewable Energy Sources Act promotes a flexible power generation by biogas plants. Possible flexible modes of operation on the basis of two existing biogas plants from a business economic and environmental point of view were analyzed. The profitability of flexibilization is especially influenced by premium payment for flexibility as well as direct sales due to higher electrical efficiency of new or additionally installed combined heat and power unit(s). In addition, the capital-related and operation-related expenses have the highest share in the total expenses. Overall the optimal flexible power scenario depends on technical plant characteristics as power generating and gas storage capacities. Compared to gas-steam power stations relative GHG emissions from flexible biogas plants are significantly lower, but flexible power generation does not substitute lignite-fired power plants today. However, to prevent curtailment of intermittent renewable energy sources, the power supply of biogas plants has to be geared to residual load in the future.

## Hintergrund und Zielstellung

Ein aus Klimaschutzgründen notwendiges dekarbonisiertes und nachhaltiges Energiesystem wird überwiegend auf fluktuierenden erneuerbaren Energien wie Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen beruhen. Um jederzeit einen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch insbesondere im Stromsystem herstellen zu können, sind Flexibilitätsoptionen wie flexible konventionelle Kraftwerke, elektrochemische Speicher oder Demand Side Management notwendig (Lund et al. 2015). Zu den möglichen Flexibilitätsoptionen gehören auch (flexible) Biogasanlagen, die seit dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) 2012 im Rahmen der Direktvermarktung mit der sog. Flexibilitätsprämie zu einer bedarfsgerechten Stromerzeugung angereizt werden sollen. Das neue Förderinstrument soll die für die flexible Stromerzeugung notwendigen Investitionen in erhöhte Verstromungs- und Gasspeicherkapazitäten teilweise kompensieren (Rohrig et al. 2011). Das Ziel der Flexibilitätsprämie besteht in einem Paradigmenwechsel von der bisherigen Grundlastfahrweise der Biogasanlagen hin zu einer flexiblen am Strommarkt orientierten Fahrweise. Da bei Biogasanlagen die Energie, ähnlich wie bei konventionellen Kraftwerken, im Substrat / Brennstoff gespeichert ist, bieten diese die prinzipielle Möglichkeit einer flexiblen Strombereitstellung (Mauky et al. 2015).

Für den Anlagenbetreiber sind die Direktvermarktung und insbesondere die flexible Strombereitstellung zunächst mit Investitionskosten verbunden. Aufgrund der Vergütungszahlungen über die Flexibilitätsprämie und dem Erlös des Monatsmarktwertes, welcher von den meisten Direktvermarkter garantiert wird, ist das unternehmerische Risiko außerhalb der festen Einspeisevergütung vergleichsweise gering. Nach dem Inkrafttreten des EEG 2012 mussten sowohl erst Anlagenbetreiber als auch der Gesetzgeber Erfahrungen mit dem neuen Instrument der Flexibilitätsprämie sammeln. Das Forschungsvorhaben „Optflex“ ist im Jahr 2012 gestartet und zielt darauf ab durch die Ermittlung eines technisch-ökonomischen Optimums von flexiblen Bestandsbiogasanlagen die genannte Wissenslücke zu schließen. Damit soll zum einen eine optimale Betriebs- und Flexibilisierungsstrategie aus betriebswirtschaftlicher Sicht ermittelt und zum anderen die daraus resultierende bereitgestellte Flexibilität in Folge des Förderinstrumentes für den Gesetzgeber bewertet werden. Hierzu sind fünf Praxisanlagen im Rahmen des Vorhabens, die bereits einen flexiblen Anlagenbetrieb vorweisen, für eine genauere Untersuchung ermittelt worden. Neben der technisch-ökonomischen Optimierung wurde die flexible Fahrweise der Biogasanlagen auch bezüglich ihrer Treibhausgas- (THG) Emissionen betrachtet. Dabei wurden für das Jahr 2013 die Einsparungseffekte zu konventionellen Kraftwerken aufgezeigt, sowie für 2025 die Thematik der Vermeidung der Abregelung fluktuierender erneuerbarer Energien aufgegriffen.

## Methoden und Ergebnisse

### Allgemeine Methodik

Um eine anlagenübergreifende Betrachtung mittels möglicher Flexibilitätsszenarien durchführen zu können, ist es notwendig, technisch komplexe und sich oftmals stark voneinander unterscheidende Biogasanlagen in ein vergleichendes Berechnungsschema zu überführen. Dieses Schema bildet vereinfacht die wesentlichen technischen und betrieblichen Aspekte der Bestandsbiogasanlagen im Zuge einer Flexibilisierung ab: energiebezogene Gasproduktionsrate, Art und Kapazität vorhandener Gasspeicher, Art und Umfang bestehender Wärmelieferverpflichtungen sowie vorhandene Verstromungskapazitäten. Nachfolgend werden die aufgenommene Anlagenkonfiguration, Betriebsweise und angestrebter Fahrplan zu Flexibilisierungs-Szenarien verknüpft, von denen beispielhaft eine Auswahl in Tabelle 1 aufgeführt ist.

Tabelle 1: Leistungsgrenzen der marktfähigen Biogas- / -methananlagen aus heutiger Sicht, Quelle: Eigene Darstellung

Anlagen-konfiguration	Betriebsweise	Fahrplan	Szenario
Ohne Zubau	kontinuierlich	Grundlast	Pre-Flex
Status Quo	teilflexibel	Doppelhöcker	Standardfahrplan
	vollflexibel	Optimiert	Teilflexibel Opt.
Ergänzender Zubau (Erg.)	teilflexibel	Optimiert	Vollflexibel Opt.
	vollflexibel	Optimiert	Erg. Zubau Teilfl. Opt.
		HT <sup>1</sup>	Erg. Zubau HT-NT

<sup>1</sup> Die Verstromung erfolgt mit der gesamten Kapazität täglich von 08:00 bis 20:00.

Tabelle 2: Wesentliche technische und betriebliche Parameter der ausgewählten Beispielanlage, (VIH = Volllast-

Primärenergieproduktion (Biogas) ( $Q_p$ ) = 51,1 MWh<sub>p</sub> d<sup>-1</sup>

Gasspeicherkapazität = 11,6 MWh<sub>p</sub> (22,6 % von  $Q_p$  je Tag)

Anlagen-konfiguration/ Betriebsweise	BHKW #1 380 kW <sub>el</sub> $\eta_{el}$ = 36 % 2004	BHKW #2 570 kW <sub>el</sub> $\eta_{el}$ = 37 % 2009	BHKW #3 250 kW <sub>el</sub> $\eta_{el}$ = 40 % 2013	BHKW #4 550 kW <sub>el</sub> $\eta_{el}$ = 37 % 2013	Strom- produktion je Jahr
Status quo - teilflexibel	Spitzenlast 1.358 VIh	Grundlast 8.000 VIh	Grundlast 8.000 VIh		7.076 MWh <sub>el</sub>
Status quo - vollflexibel	Spitzenlast 7.226 VIh	Spitzenlast 7.226 VIh	Spitzenlast 7.226 VIh		6.988 MWh <sub>el</sub>
Ergänzender Zubau - teilflexibel	Spitzenlast 1.062 VIh	Grundlast 8.000 VIh	Spitzenlast 1.062 VIh	Grundlast 8.000 VIh	7.409 MWh <sub>el</sub>
Ergänzender Zubau - vollflexibel	Spitzenlast 4.081 VIh	Spitzenlast 4.081 VIh	Spitzenlast 4.081 VIh	Spitzenlast 4.081 VIh	7.142 MWh <sub>el</sub>

stunden) Quelle:Eigene Darstellung

## Methoden der ökonomischen Bewertung

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung werden ausschließlich die Kosten und Erlöse betrachtet, die mit der Flexibilisierung der Biogasanlage einhergehen. Die Wirtschaftlichkeit der Anlage vor den Investitionsmaßnahmen zur Flexibilisierung bleibt daher unberücksichtigt. Methodisch wird auf die Annuitätenmethode zurückgegriffen. Die Annahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung können Tabelle 3 entnommen werden.

Tabelle 3: Darstellung der (wichtigsten) gewählten Annahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung,  
Quelle: Eigene Darstellung

Parameter	Annahme
Jahr der Anlagenflexibilisierung	2013
Betrachtungszeitraum	10 Jahre (Dauer der Flexibilitätsprämie)
Fremdkapital-Anteil	80 %
Fremdkapital-Zinssatz	5 %
Eigenkapital-Anteil	20 %
Eigenkapital-Zinssatz	6 %
Mischkalkulationszinssatz	5,2 %
Preissteigerung kapitalgebundene Kosten	1 %
Preissteigerung verbrauchsgebundene Kosten	2 %
Preissteigerung betriebsgebundene Kosten	2 %
Preissteigerung sonstige Kosten	2 %
Preissteigerung Instandsetzung	2 %
Preissteigerung Einzahlungen	0 %
Versicherung und Verwaltung	1 %/a der Investition $I_0$
Zusätzliche Personalkosten bei flexibler Fahrweise	0,5 h/d bei 28 €/h Lohn
Wartungskosten aller BHKW	Kostenfunktion nach Herstellerbefragung abh. von Laufleistung und Takthäufigkeit
Wartungskosten allgemein (ohne BHKW)	2 %/a der Investition $I_0$
Instandsetzungskosten neu zugebauter BHKW	Generalüberholung der Aggregate nach fünf Jahren (15 % der Investition $I_0$ )
Instandsetzungskosten allgemein (ohne BHKW)	2 %/a der Investition $I_0$
Rohgasseitige Mehrkosten bei Start-Stopp-Vorgängen <sup>1</sup>	pauschal 8 €/Cent/kWh <sub>p</sub> <sup>2</sup> nach standardisierter An- und Abfahrrampe
Gasspeicherkosten	Kostenfunktion nach Herstellerbefragung
Wärmespeicherkosten	Kostenfunktion nach Preisrecherche
Investitionen BHKW bei virtuellem Zubau	Kostenfunktion nach Herstellerbefragung
Nutzungsdauer BHKW	10 Jahre
Nutzungsdauer Gasspeicher	10 Jahre
Nutzungsdauer Wärmepufferspeicher	20 Jahre
Nutzungsdauer Transformator	20 Jahre

<sup>1</sup> Berücksichtigung des erhöhten Rohgasverbrauchs durch die Wirkungsgraddrift bei An- und Abfahrvorgängen der BHKW.

<sup>2</sup> kWh<sub>p</sub>: Kilowattstunden Primärenergie in Bezug auf den chemischen Energiegehalt des Brennstoffes.

## Ergebnisse der ökonomischen Bewertung

Nachfolgend werden exemplarisch die Ergebnisse einer untersuchten Biogasanlage für das Jahr 2013 dargestellt.

### Teilflexibler Betrieb

Wie aus Abbildung 1 entnommen werden kann, lässt sich der flexible Anlagenbetrieb unter der aktuellen Anlagenkonfiguration der ersten Flexibilisierungsstufe bei einem teilflexiblen Betrieb wirtschaftlich darstellen (Status quo, Standardfahrplan, Teilflexibel Opt.). Die Amortisationsdauer liegt bei einem 10-jährigen Betrachtungszeitraum zwischen 6,6 und 7,3 Jahren. Der wirtschaftliche Betrieb der Szenarien ist überwiegend auf die Mehrerlöse der Flexibilitätsprämie und auf die zusätzliche Marktprämie / EPEX-Erlöse in Folge der Effizienzsteigerung des neuen BHKW, wodurch bei konstanter Gasmenge mehr Strom erzeugt werden kann, zurückzuführen. Marktseitige Signale, wie sie sich in den EPEX-Mehrerlösen widerspiegeln, sind von untergeordneter Rolle in den Szenarien.

Die genannten Szenarien unterscheiden sich in den realisierten Fahrplänen. Mit Hilfe von zwei täglich identischen festen Verstromungsblöcken („Doppelhöcker“) wären ex-post-optimiert Mehrerlöse von 2.000 €/a erzielt worden. Dabei ist zum einen zu berücksichtigen, dass die Mehrerlöse der Anlage im Jahr 2013, durch ein mehrmaliges Aussetzen der bedarfsgerechten Einspeisung, vergleichsweise gering ausgefallen sind und zum anderen der Direktvermarkter seine Fahrpläne auf Prognosen basierend erstellt, womit nicht das theoretische Maximum an Erlösen erzielt werden können. Weiterhin ist auffällig, dass der Unterschied zwischen einer täglichen, stundenscharfen Einsatzoptimierung (Teilflexibel Opt.) und dem täglich identischen Verstromungsblöcken (Standardfahrplan) mit ca. 1.700 €/a relativ gering ist. Dies ist auf die geringe Preisvolatilität an der Strombörse der EPEX Spot SE als auch auf die geringen verbrauchsgebundenen Kosten zurückzuführen, die nur unwesentlich das Gesamtergebnis beeinflussen. Die zusätzlichen betriebsgebundenen Kosten, die durch die erhöhten spezifischen Wartungskosten der BHKW beim flexiblen Betrieb entstehen, gehören neben den Investitionen zu den einflussreichsten Kostenpositionen und entscheiden maßgeblich über die Wirtschaftlichkeit des Szenarios.

### Vollflexibler Betrieb

Das Ergebnis ändert sich jedoch deutlich mit dem vollflexiblen Anlagenbetrieb (Vollflexibel Opt.) mit einer Annuität von etwa -87.000 €/a. Ein wirtschaftlicher Betrieb lässt sich nicht mehr durchführen. Vorwiegend wird dieses Ergebnis durch fehlende Erlöse für die Leistungsbereitstellung von negativer Sekundärregelleistung beeinflusst. Bei vollflexiblem Anlagenbetrieb fahren alle BHKW getaktet im Start-Stopp-Betrieb, sodass parallel zu den Zeitscheiben der Sekundärregelleistung keine Leistungsvorhaltung erfolgen kann. Da die zusätzlichen EPEX-Erlöse des vollflexiblen Betriebs die entgangenen Erlöse der negativen Sekundärregelleistung bei weitem nicht kompensieren können, ist für die dargestellte Anlage ein vollflexibler Betrieb betriebswirtschaftlich nicht sinnvoll.

## Zubau

Eine Erweiterung der Anlage hingegen verbessert das Ergebnis durch den weiteren Zubau eines BHKW mit 550 kW<sub>el</sub> (40 % elektr. Wirkungsgrad), welches den Leistungsquotienten<sup>4</sup> von etwa 1,4 auf 2,0 erhöht. Das zugebaute BHKW wird wiederum beim teillflexiblen Betrieb für den Grundlastblock eingesetzt.

In Folge der erhöhten installierten Leistung steigt der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie von rund 40.000 €/a (Status quo) auf 107.000 €/a (Erg. Zubau Teilfl. Opt.). Darüber hinaus nimmt die Stromproduktion wiederum durch die erfolgte Effizienzsteigerung zu, wodurch sich die Erlöse aus der Marktprämie/EPEX erhöhen. Die Mehrerlöse überkompensieren deutlich die notwendigen Investitionen in das zusätzliche BHKW und die benötigte Gasspeichererweiterung. Das Szenario Erg. Zubau HT-NT stellt eine Kompromisslösung zwischen teil- und vollflexiblem Betrieb dar, da bei einer ausschließlichen Verstromung der BHKW in der Zeit von 8 bis 20 Uhr gleichzeitig Sekundärregelleistung angeboten werden kann. Dies schlägt sich auch in der Wirtschaftlichkeitsberechnung nieder. Die Opportunitätskosten des flexiblen Anlagenbetriebs durch die fehlenden Erlöse der Sekundärregelleistung werden reduziert und die EPEX-Mehrerlöse sind bei diesem Szenario vergleichsweise hoch. Jedoch bietet sich diese Fahrweise überwiegend für Anlagen mit einem verhältnismäßig großen Gasspeicher an, da das zwischen 20 und 8 Uhr entstehende Gas zwischengespeichert werden muss. Die ausgewählte Anlage müsste bei diesem Fahrplan hohe Investitionen in zusätzliche Gas- und Wärmespeicherkapazitäten tätigen, womit sich dieses Szenario für den Anlagenbetreiber unter den angenommenen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich darstellen lässt.

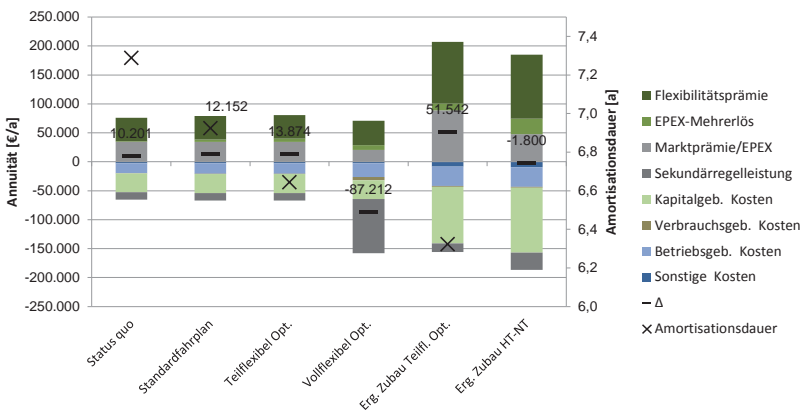


Abbildung 1: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung für eine Praxisanlage unter Berücksichtigung ausgewählter Szenarien für das Jahr 2013, Quelle: Eigene Berechnungen

4 Der Leistungsquotient gibt das Verhältnis zwischen installierter Leistung und Bemessungsleistung wieder.



### Methoden der ökologischen Bewertung – Gegenwärtiges Szenario

Die Methodik der ökobilanziellen Bewertung erfolgt in Anlehnung an die gegenwärtige Perspektive DIN EN ISO Normen 14040 und 14044 (DIN 2006b), (DIN 2006a). Berücksichtigung findet die Prozesskette, wie in Abbildung 2 dargestellt. In dem Multi-Output-Prozess entstehen die Produkte Strom und Wärme zwischen denen die Emissionen aufgeteilt werden. Dies erfolgt mit Hilfe der exergetischen Allokationsmethode, bei welcher die unterschiedliche thermodynamische Wertigkeit der Produkte berücksichtigt wird (Pehnt & Schneider 2010). Die Emissionen werden in der Einheit  $\text{kg CO}_{2\text{ek}}/\text{kWh}_{\text{el}}$  dargestellt. Die untersuchte Wirkungskategorie ist die globale Erwärmung. Die Nährstoffe in den Gärresten aus der Fermentation können Mineraldünger substituieren, sodass hier eine Gutschrift für vermiedene THG-Emissionen aus der Produktion von konventionellem Dünger vergeben wird. Die Berechnung der Gutschrift erfolgt auf Basis von (KTBL 2014).

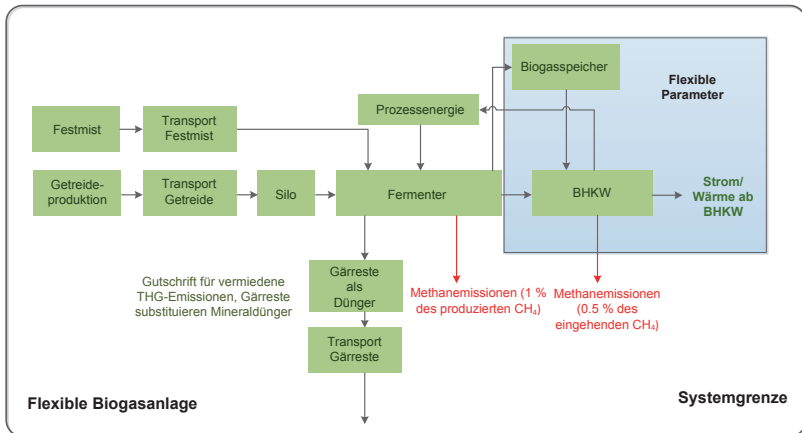


Abbildung 2: Systemgrenze der Ökobilanzierung, Quelle: Eigene Darstellung

Den berechneten Emissionen werden als Referenztechnologien ein Gas- und -Dampf (GuD)-Kombikraftwerk und ein Steinkohlekraftwerk gegenüber gestellt. Diese beiden fossilen Kraftwerkstypen können flexibel betrieben werden. Die Wahl der Referenzen erfolgt unter der Annahme, dass die flexiblen Biogasanlagen nicht mit Grundlastkraftwerken wie Braunkohlekraftwerken konkurrieren, sondern o.g. Kraftwerke substituieren.

### Ergebnisse der ökologischen Bewertung - Gegenwärtige Perspektive

Die ökologische Bewertung mit Hilfe der Ökobilanz wird sowohl für die Gegenwart (Jahr 2013) als auch für die Zukunft (Jahr 2025) berechnet. Mit Hilfe der Zukunftsperspektive soll die Vermeidung der Abregelung fluktuierender erneuerbarer Energien diskutiert werden. Abbildung 3 stellt die Ergebnisse der THG-Emissionen für die genannte Beispieldanlage dar. Die ersten vier Szenarien zeigen die höchsten Emissionen für die Anlagenkonfiguration

Status Quo auf (Tabelle 1). Durch die Installation eines zusätzlichen BHKWs (Konfiguration Ergänzender Zubau [Tabelle 1]) steigt der Gesamtwirkungsgrad der Anlage.

**Folglich sind die besten Ergebnisse in den Szenarien Erg. Zubau Teilflex. Opt. und Erg. Zubau HT-NT festzustellen.**

Grundsätzlich werden die THG-Emissionen durch den Wirkungsgrad des BHKWs und die Betriebsstunden beeinflusst: Je höher die Effizienz und die Betriebsstunden, umso niedriger sind die spezifischen THG-Emissionen. Geringe Betriebsstunden generieren einen niedrigen Elektrizitätsoutput, der zu höheren spezifischen THG-Emissionen führen kann. Das Szenario Erg. Zubau Teilflex. Opt. zeigt für Anlage A im Vergleich zu den anderen Szenarien die niedrigsten Emissionen aufgrund höherer Betriebsstunden und höherer Effizienz.

Aus der Abbildung 3 wird ersichtlich, dass ein deutlicher Einsparungseffekt gegenüber der Produktion von je kWh<sub>el</sub> aus einem GuD-Kraftwerk und Steinkohlekraftwerk gegeben ist. Der dargestellte Pre-Flex-Fall (Anlage vor Flexibilisierung) verursacht ebenso höhere THG-Emissionen im Vergleich zu den entsprechenden Szenarien der Anlagen A und B.

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass die Höhe der Emissionen durch die höheren Betriebsstunden des zusätzlichen BHKWs, welches den Gesamtwirkungsgrad erhöht, beeinflusst wird. Dies ist auch der Grund, weshalb die Konfiguration Ergänzender Zubau mit dem höheren Energieoutput bei gleichbleibender Gasproduktion die niedrigsten THG-Emissionen in beinahe allen Szenarien zeigt.

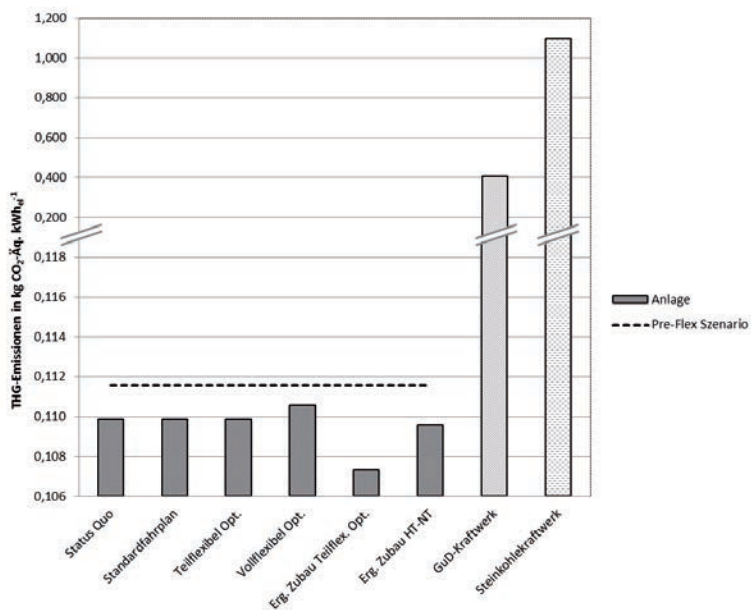


Abbildung 3: Gegenwärtiges Szenario: allozierte THG-Emission für die ausgewählte Praxisanlage Quellen: Eigene Berechnungen, Thran et al. 2013, Ecoinvent Centre - Swiss Centre for Life Cycle Inventories 2015

### Methoden der ökologischen Bewertung – Zukünftige Perspektive

Bereits in wenigen Jahren wird bei einer gleichzeitigen Berücksichtigung eines Mindesterzeugungsniveaus konventioneller Kraftwerke von etwa 20 GW, die Stromerzeugung fluktuierender erneuerbarer Energien den Verbrauch übersteigen (Schill 2014) (Götz et al. 2015). Werden während dieser Phase fluktuierende erneuerbare Energien abgeregelt, da die gesamte Stromerzeugung den Verbrauch übersteigt, und findet weiterhin eine Erzeugung basierend auf fossilen Kraftwerken statt, würden zusätzliche Emissionen erzeugt. Sinnvoller wäre in diesem Fall die Reduktion der Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken anstelle der Abregelung erneuerbarer Energien (Götz et al. 2015). Um diese Situation zu vermeiden, sind flexible fossile Kraftwerke und Biogasanlagen notwendig, die ihre Stromproduktion anpassen können (Lund et al. 2015), (Huber et al. 2014).

Um diesen THG-Effekt zu quantifizieren, wird die Residuallast<sup>5</sup> für das Jahr 2025 u.a. mit der Berücksichtigung der Ausbaukorridore erneuerbarer Energien des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes 2014 berücksichtigt. So sollte beispielsweise zu Zeiten negativer Residuallast, wenn die Stromnachfrage geringer als die Erzeugung ist, die Stromproduktion aus Biogasanlagen verringert werden, um die Abregelung fluktuierender erneuerbarer Energien zu verhindern. Zu einem späteren Zeitpunkt bei positiver Residuallast wird die Erzeugung im Idealfall wieder erhöht. Bei dieser Betrachtung werden auch keine Im- und Exporte mit in die Berechnungen miteinbezogen.

Zur Berechnung der THG-Emissionseinsparungen wird wiederum der Referenzfall vor der Flexibilisierung (Bemessungsleistung) herangezogen. Wenn die Erzeugung während Zeiten negativer Residuallast von Biogasanlagen im Vergleich zum Pre-Flex Fall reduziert und bei positiver Residuallast erhöht wird, dann sind die THG-Emissionen geringer. Andernfalls werden fluktuierende erneuerbare Energien abgeregelt und die THG-Emissionen aus der Stromproduktion steigen. Geringere Emissionseinsparungen bedeuten einen höheren Anteil fossiler Kraftwerke im Stromsystem. Diese Emissionseinsparungen werden über den Anteil und die Emissionsfaktoren des jeweiligen Energieträgers berechnet (Tabelle 4).

Tabelle 4: Zusammensetzung zukünftiger fossiler Referenz, basierend auf (BUNDESNETZAGENTUR 2013) und eigenen Annahmen mit Darstellung der dazugehörigen Emissionsfaktoren (ECOINVENT CENTRE - SWISS CENTRE FOR LIFE CYCLE INVENTORIES 2015), (Thrän et al. 2013). Die Zusammensetzung der fluktuierenden erneuerbaren Energien in 2025 beruht auf eigenen Annahmen.

Fossiler Kraftwerkspark	Anteil	Emissionsfaktor [kg CO <sub>2</sub> <sub>2kd</sub> kWh <sub>el</sub> <sup>-1</sup> ]
Gas- und Dampfkraftwerke	41 %	0,4057
Steinkohlekraftwerke	35 %	1,0938
Braunkohlekraftwerke	24 %	1,2207
<b>Fluktuierende erneuerbare Energien</b>		
Windkraft	50 %	0,0113
Photovoltaik	50 %	0,0869

5 Residuallast ist die Stromnachfrage abzüglich der Erzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien.

### Ergebnisse der ökologischen Bewertung – Zukünftige Perspektive

Die Ergebnisse aus der Berechnung der zukünftigen Perspektive sind in Abbildung 4 dargestellt. Verdeutlicht werden die THG-Emissionseinsparungen. Eine flexible Biogasbereitstellung verursacht in den meisten Szenarien negative Einsparungen, die mit zusätzlichen THG-Emissionen im Stromsystem gleichzusetzen sind. In Szenario Erg. Zubau HT-NT werden zusätzlich  $103,7 \cdot 10^3 \text{ kg CO}_{2\text{Äq}}/\text{a}$  emittiert. In diesem Fall findet eine Abregelung fluktuierender erneuerbarer Energien statt.

**Lediglich in Szenario Standardfahrplan und Vollflex. Opt. werden Emissionseinsparungen erzielt, d. h. eine Abregelung fluktuierender erneuerbarer Energien wird verhindert.**

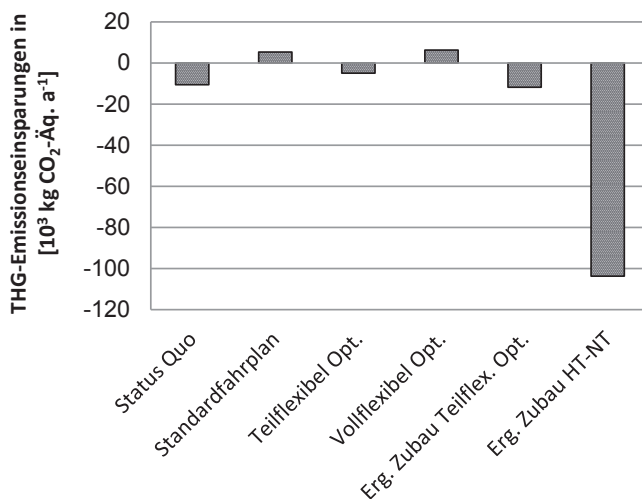


Abbildung 4: THG-Emissionseinsparungen der flexiblen Beispielanlage für das Jahr 2025, Quelle: Eigene Berechnungen

### Übertragbarkeit der Ergebnisse

Für die Berechnungen des Vorhabens wurden fünf Praxisanlagen ausgewählt, die sich hinsichtlich ihres Aufbaus und der gewählten Flexibilisierungsstrategie deutlich voneinander unterscheiden. Dennoch lassen sich auch allgemein gültige Aussagen ableiten und ebenfalls auf andere Bestandsanlagen übertragen. Dazu zählt beispielsweise die aus Betrei-

bersicht zu präferierende Betriebsweise der Anlage (teil- vs. vollflexibel). Der Trade-Off zwischen Erlösoptimierung an der Strombörse der EPEX Spot SE und dem Regelenergiemarkt gilt nicht nur für Biogasanlagen, sondern auch für andere steuerbare erneuerbare Energien als auch fossil befeuerte BHKW, die vor ähnlichen Herausforderungen bei der Vermarktung stehen.

Die Ergebnisse der ökologischen Auswertung, insbesondere der Betrachtung im Stromsystem, lassen sich wiederum auf alle (erneuerbare) flexiblen Erzeuger übertragen. Für genauere Aussagen über den THG-Effekt einer flexiblen Stromeinspeisung von Biogasanlagen im zukünftigen Stromsystem sind jedoch noch weitere Untersuchungen notwendig, die über die getroffenen vereinfachten Annahmen wie die Nichtberücksichtigung von Im- und Export hinausgehen.

## Beitrag zu den Effizienzkriterien des Förderprogramms

Die Ergebnisse des Vorhabens zeigen, dass auf Anlagenebene eine flexible Fahrweise von Biogasanlagen, die mit dem Austausch oder Zubau von effizienteren Verstromungsaggregaten einhergehen, positiv zu bewerten ist. In Abhängigkeit der Anlage ist somit eine signifikante Verbesserung des Verhältnisses von Gaseinsatz und Stromertrag möglich, wodurch THG-Emissionen verringert werden. Der genaue THG-Einsparungseffekt ist abhängig von der gewählten Flexibilisierungsstrategie und der Volllaststundenzahl der effizienteren Aggregate. Somit kann die Flexibilisierung von Biogasanlagen zu einer Verbesserung der Klimaschutzwirkung führen.

Darüber hinaus ist im Rahmen des Vorhabens der gegenwärtige und zukünftige THG-Effekt einer flexiblen Fahrweise von Biogasanlagen innerhalb des Stromsystems abgeschätzt worden. Gegenwärtig führt die flexible Fahrweise steuerbarer erneuerbarer Energien nach eigenen Annahmen zur Substitution von flexiblen fossilen Kraftwerken wie Gas- und Steinkohlekraftwerke. Die Substitution von effizienten Gaskraftwerken hat im Vergleich zur Substitution der Steinkohlekraftwerke geringere THG-Einsparungseffekte. Der Anteil von Braunkohlekraftwerken, die das Klima wesentlich stärker belasten, wird durch den Ersatz von Gaskraftwerken nicht reduziert.

Zukünftig ist es möglich mit Hilfe eines Paradigmenwechsels von der Grundlast- hin zur Spitzenlastfahrweise bei Biogasanlagen die Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien zu unterstützen. Dies wäre der Fall, wenn Biogasanlagen beispielsweise in Zeiten eines hohen Anteils von fluktuierenden erneuerbaren Energien im Stromsystem ihre Einspeisung reduzieren und zu einem späteren Zeitpunkt wieder erhöhen. Bei Netzengpässen oder nicht ausreichenden Kapazitäten von Interkonnektoren an angrenzende Länder können in diesem Fall Abregelungen fluktuierender erneuerbarer Energien verhindert werden (Olson et al. 2014). Der Fahrplan der flexiblen Biogasanlagen müsste sich in Zukunft für einen optimalen THG-Einsparungseffekt an der Residuallast orientieren.

## Literatur

- BACHMAIER, J. (2012): Treibhausgasemissionen und fossiler Energieverbrauch landwirtschaftlicher Biogasanlagen - Eine Bewertung auf Basis von Messdaten mit Evaluierung der Ergebnisunsicherheit mittels Monte-Carlo-Simulation.
- BUNDESNETZAGENTUR (2013): Szenariorahmen 2024: Genehmigung. URL: [http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Charlie/Szenariorahmen/Szenariorahmen2024\\_Genehmigung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Charlie/Szenariorahmen/Szenariorahmen2024_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile). - (Stand: 2015-03-03).
- DIN (DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E.V.) (2006a): Umweltmanagement-Ökobilanz-Anforderungen und Anleitungen (ISO 14044:2006), deutsche und englische Fassung EN ISO 14044:2006, DIN (Deutsches Institut für Normung e.V.), .
- DIN (DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E.V.) (2006b): Umweltmanagement-Ökobilanz-Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO 14040:2006); deutsche und englische Fassung EN ISO 14040:2006, DIN (Deutsches Institut für Normung e.V.), .
- ECONVENT CENTRE- SWISS CENTRE FOR LIFE CYCLE INVENTORIES (2015): Ecoinvent Database 2.2. URL: <http://www.ecoinvent.ch/> (Stand: 2015-03-15).
- GÖTZ, P.; HENKEL, J.; LENCK, T.; LENZ, K. (2015): Negative Strompreise - Ursachen und Wirkungen, Agora Energiewende.
- HUBER, M.; DIMKOVA, D.; HAMACHER, T. (2014): Integration of wind and solar power in Europe: Assessment of flexibility requirements. In: Energy. Bd. 69, S. 236–246.
- KURATORIUM FÜR TECHNIK UND BAUWESEN IN DER LANDWIRTSCHAFT (KTBL): Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas. URL : <http://daten.ktbl.de/biogas/showSubstrate.do?zustandReq=3#anwendung>. - (Stand: 2014-10-01).
- LUND, P. D.; LINDGREN, J. ; MIKKOLA, J. ; SALPAKARI, J. (2015): Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews. Bd. 45, S. 785–807.
- MAUKY, E.; JACOBI, H. F.; LIEBETRAU, J.; NELLES, M. (2015): Flexible biogas production for demand-driven energy supply – Feeding strategies and types of substrates. In: Bioresource Technology. Bd. 178, S. 262–269.
- OLSON, A.; JONES, R. A.; HART, E.; HARGREAVES, J. (2014): Renewable Curtailment as a Power System Flexibility Resource. In: The Electricity Journal Bd. 27, Nr. 9, S. 49–61.
- PEHNT, M.; SCHNEIDER, J. (2010): Kraft-Wärme-Kopplung. In: Energieeffizienz: Ein Lehr- und Handbuch. Springer Verlag.
- ROHRIG, K.; HOCHLOFF, P.; HOLZHAMMER, U.; SCHLÖGL, F. (2011): Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan: Die Einführung einer Kapazitätskomponente als Förderinstrument, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel.
- SCHILL, W.-P. (2014): Residual load, renewable surplus generation and storage requirements in Germany. In: Energy Policy. Bd. 73, S. 65–79.
- THRÄN, D. ; PFEIFFER, D. (Hrsg.) (2013): Methodenhandbuch Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte, Schriftenreihe des Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“. Leipzig DBFZ– ISSN 2192-1806



## Biomethan in Kraft-Wärme-Kopplung – ein Branchenleitfaden zu Markt, Einsatzmöglichkeiten und Wirtschaftlichkeit

Matthias Edel<sup>1</sup>

**Vorhaben: LF BioDirekt – Entwicklung, Umsetzung und Kommunikation eines Leitfadens für mit Biomethan betriebene Blockheizkraftwerke gemäß EEG 2012 mit Schwerpunkt Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Erzeugung von Strom aus Biomethan – Leitfaden Biomethan-BHKW - direkt**

**FKZ-Nr.:** 03KB078A

**Laufzeit:** 01.12.2012 – 31.12.2013

**Zuwendungssumme:** 121.000 €

### **Koordination:**

<sup>1</sup>Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

Chausseestraße 128a

10115 Berlin

[www.dena.de](http://www.dena.de)

### **Projektpartner:**

Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT

Osterfelder Str. 3

46047 Oberhausen

[www.umsicht.fraunhofer.de](http://www.umsicht.fraunhofer.de)

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES

Königstor 59

34117 Kassel

[www.iwes.fraunhofer.de](http://www.iwes.fraunhofer.de)

**Kontakt:**

Matthias Edel

Telefon: +49 (0)30 726165 659

E-Mail: edel@dena.de

**Matthias Edel (Projektleiter):**

*Die zahlreichen Möglichkeiten und Chancen, die Biomethan nicht nur für das Energiesystem sondern auch in verschiedenen Anwendungsbereichen bietet, hat auch die beteiligten Experten positiv überrascht.*

## Zusammenfassung

Mit der Einführung des EEGs 2012 wurde die Möglichkeit ausgeweitet, Strom aus Biomethan-BHKWs bedarfsgerecht und flexibel zu erzeugen und direkt am Strommarkt zu veräußern (Direktvermarktung). Die Marktprämie setzt Anreize, Strom in Zeiten zu verlagern, in denen hohe Strompreise erzielt werden, und bei niedrigen Strompreisen die Stromerzeugung auszusetzen. Um eine entsprechend strom- und wärmebedarfsorientierte Stromerzeugung zu realisieren, müssen im Vergleich zu einer klassischen BHKW-Auslegung zusätzliche Wärmespeicher und BHKW-Kapazitäten installiert werden. Die zusätzlichen Anschaffungsausgaben sowie die höheren Betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten können bei geschickter Umsetzung durch die erzielbaren Mehrerlöse im Rahmen der Direktvermarktung sowie der Markt- und Flexibilitätsprämie mehr als kompensiert werden. Die für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlichen Wärmepreise können dadurch gesenkt und neue Wärmesenken mittels Biomethan-BHKW erschlossen werden, deren Lastprofile für einen KWK-Betrieb bisher nicht geeignet war.

## Summary

Since the amendment of the Renewable Energy Sources Act (EEG) in 2012 a plant operator may choose to sell his electricity directly, e.g. to the stock market, and claim the so-called market-premium. The market premium incentivises the operator of a combined heat and power (CHP) plant that is eligible for EEG remuneration to shift the power production from times with low power prices to times with high power prices. Such a power demand-orientated CHP operation requires additional heat storage and power production capacities and results in higher capital and operation costs. In combination with the market premium, a flexibility premium for additional installed capacity can be claimed by the plant operator. Thus, biomethane CHP plants can be operated power demand-orientated, increasing the field of application and improving the economics of biomethane CHP in comparison to alternative heat supply solutions.



## Hintergrund

Seitdem die erste Biomethaneinspeiseanlage im Jahr 2006 ans Netz ging, gab es einen relativ niedrigen aber kontinuierlichen Anlagenzubau. Zwar ermöglichen die Rahmenbedingungen des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) attraktive Geschäftsmodelle mit Biomethan, diese sind jedoch nur zum Teil im Markt bekannt und etabliert. Seit dem 01. Januar 2012 setzt das EEG zusätzliche Anreize für eine bedarfsgerechte und flexible Stromerzeugung mit Biomethan-BHKWs. Dazu zählen die Marktprämie nach § 33g und die Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG 2012. Um diese Direktvermarktungsmechanismen erfolgreich anzuwenden, ist eine Neuausrichtung und Abstimmung von Betriebs-, Anlagen- und Vermarktungskonzepten von Biomethan-BHKWs erforderlich. Hinzu kommt, dass damit ggf. auch bei bestehenden Anlagen größere Investitionsentscheidungen verbunden sind.

Ziel: Neben der Sammlung und Aufbereitung zahlreicher Daten und Erfahrungswerte zu Biomethan ist es Ziel des Vorhabens, die ökonomischen Optimierungsmöglichkeiten von Biomethan-BHKWs zur Versorgung verschiedener Wärmesenken zu analysieren, die im Rahmen Direktvermarktungsmechanismen des EEGs seit 2012 genutzt werden können. Die adressatengerechte Aufbereitung und Kommunikation der Ergebnisse im Rahmen des Vorhabens soll die Marktentwicklung von Biomethan und insbesondere die bedarfsgerechte Stromerzeugung aus Biomethan-BHKWs unterstützen.

## Methode

Um eine bedarfsgerechte Stromerzeugung zur Inanspruchnahme der Markt- und Flexibilitätsprämie mit den Anforderungen einer beispielhaften Wärmesenke in Einklang zu bringen, wurden zunächst klassische BHKW-Betriebsweisen sowie Betriebsweisen für eine bedarfsgerechte Stromerzeugung analysiert. Anhand der Betriebsweise wurde dann geprüft, welche Anforderungen sich daraus an die Auslegung der BHKW- und Wärmespeicherleistung ergeben. Eine wirtschaftliche Analyse der dafür erforderlichen Investitions- und Betriebskosten sowie der im Rahmen der Direktvermarktung erzielbaren Erlöse gibt einen Überblick über die ökonomische Parameter und Kenngrößen, die eine Investitionsentscheidung beeinflussen. Die Wirtschaftlichkeitsanalyse erfolgte anhand der Annuitätenmethode mit der Fragestellung durchgeführt, welche Wärmepreise anhand der Biomethan-BHKW-Konzepte in der Direktvermarktung angeboten werden können.

## Anwendungsbereiche und Marktanalyse

Die wirtschaftliche Verstromung von Biomethan nach dem EEG erfolgt in der Regel in markterprobten BHKWs unter Nutzung der entstehenden Wärme. Bedingt durch die baulichen Gegebenheiten der überwiegend eingesetzten, handelsüblichen Gasmotoren ist diese Wärme nur im sogenannten Niedertemperaturniveau unterhalb von 90 °C verfügbar. In besonderen Fällen ist eine Auskopplung der Abgaswärme auf höherem Niveau bis ca. 120 °C sinnvoll.

Die ausgesuchten Anwendungsfälle beschränken sich folglich insbesondere auf Wärmesenken, die sich aus der Gebäudebeheizung, der Warmwasserbereitung oder einem speziellen Prozesswärmebedarf ergeben.

Beachtet man derzeit bestehende erdgasbetriebene Marktalternativen auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung nach dem KWKG, sind die Anwendungsfälle für Biomethan-BHKWs beschränkt. Aufgrund des im Erdgasbetrieb bestehenden Eigenstromprivilegs, d. h. die Befreiung des Eigenstrombedarfs von der EEG-Umlage, sind für den Biomethanbetrieb hauptsächlich Wärmesenken mit einem geringen Stromeigenbedarf interessant. Durch die besonderen Fördermechanismen nach dem EEG 2012 zur bedarfsorientierten Stromerzeugung unter Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämien lässt sich erstmalig auch für jahreszeitlich schwankende Wärmebedarfsprofile mit vergleichsweise geringen Vollbenutzungsstundenzahlen ein wirtschaftlicher BHKW-Betrieb beim Einsatz von Biomethan darstellen.

In den Fokus geraten damit nunmehr auch Wärmesenken, die keine durchgehende Wärmegrundlast aufweisen. Hierzu zählen in erster Linie Wärmenetze, z. B. im Wohnungsbau, in Gewerbeparks oder in Industriebetrieben, die bisher in der Regel keinen wirtschaftlichen KWK-Betrieb erlaubten. Aufgrund der vergleichsweise hohen Allgemekosten für den Biomethan-Herkunftsnachweis, die erforderlichen Gutachten zur Wärmenutzung, die separat erforderlichen Netz- und Messentgelte für die Ausspeisung der Biomethanmengen aus dem Gasverteilnetz sowie die erreichbaren elektrischen Wirkungsgrade eignen sich Biomethan-BHKWs insbesondere ab einer Leistungsklasse von ca. 140 kW<sub>el</sub>.

Ein weiterer Anwendungsfall für den Betrieb von BHKWs mit Biomethan nach dem EEG stellen bisher erdgasbetriebene Bestandsanlagen nach dem KWKG dar, die nach Ablauf der Förderungszeiträume nicht weiter wirtschaftlich betrieben werden können. Ein wirtschaftlich interessanter Folgebetrieb mit Biomethan ist abhängig von der Erstinbetriebnahme der KWK-Anlage, der vergütbaren Biomethanqualität, der Benutzungsstruktur sowie der zu erwartenden Eigenstromquote.

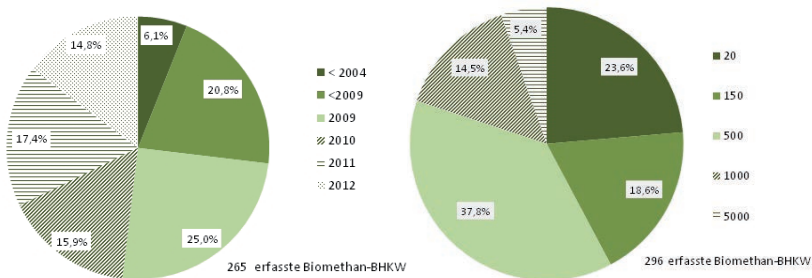


Abbildung 1: Auswertung dena-biogasregister zur Verteilung von Biomethan-BHKWs differenziert nach Inbetriebnahmejahr (links) und Leistungsklassen (rechts). Quellen: dena 2013; EEG / KWKG 2013.

Eine Analyse der bestehenden Biomethan-BHKWs anhand von Daten aus dem dena-biogasregister bestätigt, dass eine nennenswerte Anzahl noch vor Inbetriebnahme der ersten Biogaseinspeiseanlage in 2006 mit anderen Energieträgern (i. d. R. Erdgas oder Pflanzenöl) betrieben wurde (siehe Abb. 1). Es zeigt sich auch, dass die meisten BHKWs größer als  $150 \text{ kW}_{\text{el}}$  installierter Leistung sind. Eine Ausnahme bilden die Zuhausekraftwerke der Firma Lichtblick, die im Leistungsbereich  $< 20 \text{ kW}_{\text{el}}$  in großer Anzahl betrieben werden. Im ersten Jahr nach Inkrafttreten des EEG 2012 zum 1. Januar 2012 haben sich die Anreize zur Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Stromerzeugung noch nicht nennenswert auf den Zubau von Biomethan-BHKWs ausgewirkt. Im Vergleich zu 2011 ist die Anzahl der neu in Betrieb genommenen Biomethan-BHKWs in 2012 demnach sogar leicht zurückgegangen. Dass dieser Rückgang nicht mit den in 2012 neu etablierten Direktvermarktungsmechanismen zusammenhängt, wird im nächsten Kapitel erläutert.

## Direktvermarktungsmechanismen

### Marktprämie

Die Direktvermarktung von Strom aus Biomasse wird durch die Marktprämie angereizt. Der BHKW-Betreiber hat dadurch die Wahl, ob er eine feste EEG-Vergütung für die Stromerzeugung in Anspruch nimmt oder ob er den Strom an Dritte veräußert. Wesentlicher Bestandteil des Marktprämienmodells ist die gleitende Prämie (MP), welche die Differenz zwischen der „festen“ EEG-Vergütung und dem üblicherweise darunter liegenden Marktwert des direkt vermarkteten Stroms ausgleichen soll. Dabei besteht die Chance, höhere Marktpreise als die durchschnittlichen monatlichen Börsenstrompreise (in Abb. 2 als Marktwert MW bezeichnet) zu erzielen, welche zur Berechnung der gleitenden Marktprämie herangezogen werden. Die zusätzlichen Kosten für die Abwicklung der Direktvermarktung wie z. B. Börsenzulassung, Transaktionskosten, etc. sollen durch eine pauschal festgelegte Managementprämie ( $P_M$ ) abgedeckt werden.

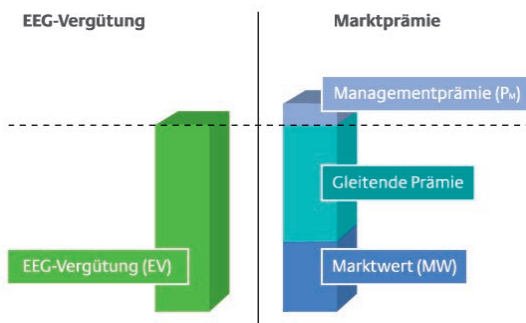


Abbildung 2: Höhe der Marktprämie

### Flexibilitätsprämie

Nach § 33i Abs. 1 EEG 2012 können Anlagenbetreiber vom Netzbetreiber ergänzend zur Marktprämie eine Prämie für die Bereitstellung zusätzlicher installierter Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung (Flexibilitätsprämie) verlangen. Durch die Flexibilitätsprämie soll für Bestands- und Neuanlagen ein Anreiz für die Bereitstellung zusätzlicher Kapazitäten und eine bedarfsorientierte Stromerzeugung gesetzt werden. Maßgeblich für die Höhe der Flexibilitätsprämie ist dabei das Verhältnis zwischen Bemessungsleistung und installierter Leistung der Anlage, das größer als 0,2 sein muss. Je höher die jährlichen Vollbenutzungsstunden sind, desto geringer wird die Flexibilitätsprämie. Die Flexibilitätsprämie dient dabei dazu, die Zusatzinvestitionen abzudecken, die für diese Bereitstellung zusätzlicher Kapazitäten aufgewendet werden müssen. Welche Investitionen für eine Anlagenflexibilisierung erforderlich sind, hängt insbesondere auch mit der BHKW-Betriebsweise zusammen, auf die im nächsten Kapitel eingegangen wird.

## BHKW-Betriebsweise im Rahmen der Direktvermarktung

### Klassische Betriebsweise und BHKW-Auslegung

Üblicherweise wird die Leistung einer wärmegeführten BHKW-Anlage so ausgelegt, dass diese unter Nennlast in den Wintermonaten nur einen Teil der maximal benötigten Wärmeleistung (ca. 20 bis 25 %) deckt (siehe Abb. 3). Für die beispielhaft dargestellte Wärmesenke mit einer maximalen Wärmelast von  $1.550 \text{ kW}_{\text{th}}$  würde ein Biomethan-BHKW mit  $250 \text{ kW}_{\text{th}}$  zur Deckung der Grundlast installiert und rund 5.500 Volllaststunden im Jahr betrieben. Die restliche benötigte Wärmeleistung wird von einem Spitzenlastkessel bereitgestellt. Wenn in den Sommermonaten die Wärmelast auf bis zu  $35 \text{ kW}_{\text{th}}$  sinkt, übernimmt ebenfalls der Spitzenlastkessel die Versorgung und das Biomethan-BHKW steht still. Mit dieser klassischen Auslegung wird normalerweise eine Deckung von ca. 70 bis 75 % des Jahreswärmebedarfs erreicht.

Für eine rein wärmegeführte Betriebsweise des Biomethan-BHKWs hat sich die „feste“ EEG-Vergütung bewährt, da diese eine tages- und jahreszeitunabhängige Stromvergütung garantiert. Der aktuelle Börsenstrompreis spielt insofern keine Rolle, und das Risiko der Direktvermarktung, Strom in Niedrigpreiszzeiten zu erzeugen, wird dadurch vermieden.

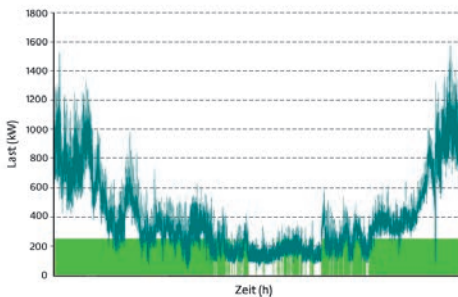


Abbildung 3: Beispielhafter Wärmelastgang und klassische Auslegung eines Biomethan-BHKW

### Betriebsweisen in der Direktvermarktung und BHKW-Auslegung

Für eine erfolgreiche Teilnahme von Biomethan-BHKWs an der Direktvermarktung ist entscheidend, dass die Stromerzeugung in Zeiten mit hohen Börsenstrompreisen verlagert und bei niedrigen bzw. negativen Strompreisen reduziert wird. Um einen wirtschaftlich unattraktiven Teillastbetrieb zu vermeiden, kann durch die Integration eines Wärmespeichers die Stromerzeugung in Intervallen unter Volllast erfolgen. Gleichzeitig wird die erzeugte Wärmemenge gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt aus dem Speicher entnommen und genutzt. So kann während der Standzeiten des BHKWs die Wärmesenke durch den beladenen Wärmespeicher, der im betrachteten Beispiel ein Volumen von  $146 \text{ m}^3$  hat, bedient werden. Die Wärmespeicherdimensionierung ist dabei so ausgelegt, dass die Wärmerzeugung innerhalb eines 24-Stunden-Intervalls nicht den Wärmebedarf übersteigt.

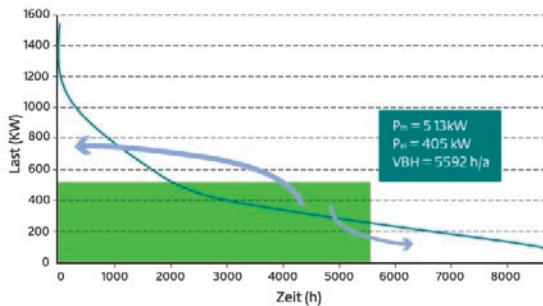


Abbildung 4: BHKW-Auslegung bei wärmegeführter Betriebsweise in der Direktvermarktung

Die Entkopplung von Wärmeerzeugung und Wärmenutzung erlaubt zudem die Installation eines größer dimensionierten BHKWs ( $513 \text{ kW}_{\text{th}}$ ). Das Biomethan-BHKW wird demnach in Übergangszeiten - wenn der Wärmebedarf zu bestimmten Zeiten des Tages geringer ist als die durch das BHKW bereitgestellte Leistung - häufiger als im klassischen Fall betrieben und der Wärmedeckungsgrad des BHKWs gesteigert (siehe Abbildung 4). Die erzeugte Strommenge verändert sich im Vergleich zur klassischen Betriebsweise unwesentlich. Entscheidender Unterschied ist, dass die Vollbenutzungsstunden des BHKWs deutlich niedriger sind.

Für die vollflexible und (strom-)bedarfsorientierte Betriebsweise wird das BHKW für die ausgewählte Wärmesenke deutlich größer dimensioniert (siehe Abbildung 5). Im Unterschied zur klassischen Auslegung wird das BHKW auch an Wintertagen ausschließlich zu Zeiten mit hohen Börsenstrompreisen betrieben. Die Direktvermarktung anhand des Marktprämienmodells kann dadurch sinnvoll um die Flexibilitätsprämie ergänzt werden. Die Wärmeleistung des BHKWs beträgt bei dieser Betriebsweise  $1.048 \text{ kW}_{\text{th}}$ , wodurch sich die Vollbenutzungszeit auf 2.737 Stunden verringert. Der dafür erforderliche Wärmespeicher hat ein Volumen von  $249 \text{ m}^3$ .

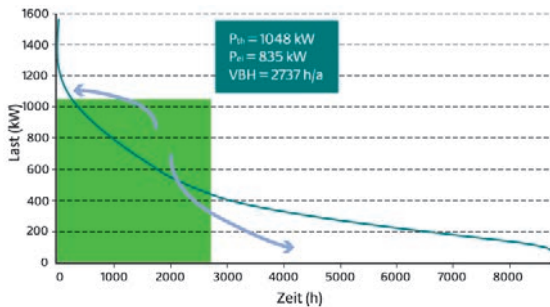


Abbildung 5: BHKW-Auslegung bei einer flexiblen strom- und wärmegeführten Betriebsweise

## Wirtschaftlichkeit

Für die Realisierung der dargestellten Betriebskonzepte müssen unterschiedliche Investitionen getätigt werden. Auch die Kosten für den Betrieb der BHKWs sowie die Vermarktung des Stromes fallen bei den dargestellten Konzepten unterschiedlich aus. Welche Wärmepreise anhand dieser Betriebskonzepte angeboten werden können, hängt schließlich von den Erlösen aus der „festen“ EEG-Vergütung respektive der Direktvermarktung ab. Die nachfolgende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung vernachlässigt daher zunächst die möglichen Wärmeerlöse und liefert stattdessen die Datenbasis für die erforderlichen Mindestwärmepreise.

Bei der Wirtschaftlichkeitsanalyse wird eine Gesamtkapitalrendite von 7,5 % unterstellt und die Annuitätenmethode mit einem Betrachtungszeitraum von 10 Jahren zugrunde gelegt.

### Kapitalgebundene Kosten

Die kapitalgebundenen Kosten unterscheiden sich im Wesentlichen durch die Anschaffungs- und Instandsetzungskosten der BHKWs und der Wärmespeicher. Mit rund 115.000 € pro Jahr sind kapitalgebundenen Kosten für das vollflexible Betriebskonzept fast dreimal höher als bei einer klassischen BHKW-Auslegung.

### Verbrauchsgebundene Kosten

Unter verbrauchsgebundenen Kosten fallen zum einen die Brennstoffkosten (Biomethan), zum anderen die Strombezugskosten für den Anlagenbetrieb an. Die spezifischen Biomethankosten unterscheiden sich bei den betrachteten Konzepten nicht. Bei der bedarfsorientierten Betriebsweise wird lediglich ein höheres Netzentgelt berücksichtigt, da die Gasentnahmeleistung größer ist als bei einer klassischen Betriebsweise. Auch die höhere Wärmebedarfsdeckung und der daraus resultierende Biomethanbedarf erhöhen bei den Konzepten mit Direktvermarktung die verbrauchsgebundenen Kosten.

Bei einer bedarfsorientierten Stromerzeugung ist mit einem höheren absoluten Eigenstrombedarf zu rechnen, der vor allem auf einen höheren absoluten Standby-Verbrauch sowie die Anbringung einer zusätzlichen elektrischen Warmhaltung des BHKWs zurückgeht.

Die verbrauchsgebundenen Ausgaben summieren sich beim vollflexiblen Konzept auf rund 523.000 €/a und liegen damit etwa doppelt so hoch wie bei einem rein wärmegeführten Anlagenkonzept (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: Übersicht Kosten und Erlöse beispielhafter Betriebskonzepte

Betriebskonzept (BHKW-Leistung)	Klassisch (250 kW <sub>th</sub> )	Wärmegeführt mit Direktvermarktung (514 kW <sub>th</sub> )	Strom- und wärmegeführt flexibel (1.048 kW <sub>th</sub> )
Kapitalgebundene Kosten	39.492	79.262	114.373
Verbrauchsgebundene Kosten	237.261	514.984	523.342
Vertriebsgebundene Kosten	19.429	40.987	44.201
Sonstige Kosten	4.107	8.243	11.894
<b>Kosten gesamt (€/a)</b>	<b>300.362</b>	<b>638.177</b>	<b>686.164</b>
Festvergütung	229.682		
Direktvermarktung inkl. Managementprämie		503.243	517.258
Flexibilitätsprämie			54.275
<b>Stromerlös gesamt</b>	<b>229.682</b>	<b>503.243</b>	<b>571.533</b>

### Betriebsgebundene Kosten

Die betriebsgebundenen Kosten unterscheiden sich vor allem hinsichtlich der Energiekosten für den Betrieb der Wärmespeicher. Aber auch der Aufwand für Wartungs- und Instandhaltung ist bei den größer dimensionierten BHKW und einer flexiblen Betriebsweise höher. Zu berücksichtigen sind zudem Personalkosten, die bei der Direktvermarktung aufgrund der Überwachung und Kommunikation mit dem Stromhändler zunehmen. Hinzu kommen sonstige Kosten, die sich aus Versicherungsprämien sowie Verwaltungs- und Schulungskosten zusammensetzen.

### EEG-Vergütung

Für das rein wärmegeführte Betriebskonzept wird eine feste EEG-Vergütung in Anspruch genommen, die sich an der für EEG 2012 üblichen Biomethanqualität (100 % Einsatzstoffvergütungskategorie I und 3 Ct/kWh<sub>el</sub> Gasaufbereitungsbonus) orientiert. Die jährlich erzielbare Festvergütung beträgt für dieses BHKW-Konzept knapp 230.000 €.

### Vermarktungserlöse in der Direktvermarktung

In der Direktvermarktung sind die zusätzlichen Erlöse von der Vermarktungsstrategie abhängig. Bei der wärmegeführten Betriebsweise sind die Möglichkeiten, die Stromproduktion nach dem Strompreis auszurichten, im Vergleich zur vollflexiblen strom- und wärmegeführten Betriebsweise geringer.

Bei der wärmegeführten Betriebsweise liegt der erzielbare Mehrerlös gegenüber den durchschnittlichen Börsenstrompreisen bei  $0,20 \text{ Ct/kWh}_{\text{el}}$ , wenn die Strompreise des Jahres 2012 zu Grunde gelegt werden. Im strompreisoptimierten Betrieb sind Zusatzerlöse von  $0,71 \text{ Ct/kWh}_{\text{el}}$  realisierbar. Dieser Wert muss in der Realität um Prognosefehler und Verfügbarkeit der Technik verringert werden. In beiden Fällen ist ein aus der Praxis bekannter Abschlag für die Stromhändler in Höhe von 30 bzw. 40 % berücksichtigt.

Erlöse durch die Flexibilitätsprämie

Der Bezug der Flexibilitätsprämie wird nur für die vollflexible strom- und wärmegeführte Betriebsweise herangezogen. Für den flexiblen Anlagenbetrieb ergeben sich so bei der Versorgung der betrachteten Wärmesenke zusätzliche Erlöse aus der Flexibilitätsprämie in Höhe von  $2,37 \text{ Ct/kWh}_{\text{el}}$  oder knapp  $55.000 \text{ €/a}$ .

Die jährlich erzielbaren Stromerlöse für die Anlagenkonzepte in der Direktvermarktung sind in der Summe mehr als doppelt so hoch wie in der klassischen, wärmegeführten Anlagenauslegung. Ob ein BHKW-Konzept wirtschaftlich ist, hängt jedoch von den realisierbaren Wärmepreisen in Konkurrenz zu alternativen Wärmekonzepten ab.

### Erforderlicher Wärmepreis

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die vorliegende Wärmesenke zeigt, dass in allen drei betrachteten Konzepten durch ein Biomethan-BHKW Wärmepreise zwischen  $4 - 5 \text{ Ct/kWh}_{\text{th}}$  angeboten werden können. Das wärmegeführte Betriebskonzept weist gegenüber den Konzepten, die anhand der Direktvermarktung bzw. der Flexibilitätsprämie Erlöse generieren, die höchsten erforderlichen Wärmepreise auf. In den letztgenannten Konzepten können die zusätzlichen Ausgaben für Investitionen und die höheren betriebsgebundenen Kosten über die Erlöse der Direktvermarktung und der Flexibilitätsprämie mehr als kompensiert werden. Die erforderlichen Wärmeerlöse können auf  $4,7 \text{ Ct/kWh}_{\text{th}}$  bzw.  $4,0 \text{ Ct/kWh}_{\text{th}}$  gesenkt werden. Des Weiteren kann durch eine wärme- und stromgeführte Betriebsweise in etwa die doppelte Wärmemenge im Vergleich zum rein wärmegeführten Konzept bereitgestellt werden. Der Anteil der Wärmebedarfsdeckung in KWK steigt dadurch auf etwa 80 %.

## Fazit und Ausblick

Die Ausweitung der Direktvermarktung auf die Markt- und Flexibilitätsprämie nach dem EEG 2012 setzt wirkungsvolle Anreize für eine bedarfsgerechte Stromerzeugung von Biomethan-BHKWs. Die durch die Flexibilitätsprämie geförderte Installation zusätzlicher Erzeugungskapazitäten eröffnet die Möglichkeit, von der klassischen BHKW-Betriebsweise abzuweichen und Mehrerlöse durch die Verlagerung der Stromerzeugung in Zeiten mit ho-



hen Börsenstrompreisen zu erzielen. Die für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlichen Wärmepreise können dadurch gesenkt und neue Wärmesenken mittels Biomethan-BHKW erschlossen werden, deren Lastprofile für einen KWK-Betrieb bisher nicht geeignet war. Mit Blick auf eine der größten Herausforderungen der Energiewende – der Speicherung und bedarfsgerechten Stromerzeugung erneuerbarer Energieträger – stehen nun Instrumente zur Verfügung, wodurch das Potenzial von Biomethan zur Systemintegration erneuerbarer Energien und zur Steigerung des Anteils der KWK an der Stromerzeugung gesteigert werden kann.

Das Vorhaben „Leitfaden Biomethan BHKW - direkt“ legte mit einer umfangreichen Daten- und Informationsbasis eine wichtige Grundlage zur erfolgreichen Realisierung von Biomethan-BHKWs, die bedarfsgerecht Strom und Wärme erzeugen. Die Ergebnisse sind ebenfalls in Form eines umfangreichen Leitfadens sowie einer Kurzfassung, dem Branchenkompass Biomethan in KWK, auf [www.biogaspartner.de/kwk](http://www.biogaspartner.de/kwk) veröffentlicht.



## Literatur

DENA DEUTSCHE ENERGIE AGENTUR (2013): Stammdaten Biogasregister Deutschland – unveröffentlichte Datensammlung.

EEG / KWK-G (2013): EEG-Anlagenstammdaten. URL: <http://www.eeg-kwk.net/de/Anlagenstammdaten.htm> (Stand: 08/2013)



Foto: Manuel Brehmer, TU Berlin

## Nachhaltige Integration von Bioenergiesystemen im Kontext einer kommunalen Entscheidungsfindung zur energetischen Nutzung von Biogas

Florian Noll<sup>1</sup>, Frank Baur<sup>1</sup>, Bernhard Wern<sup>1</sup>, Katja Weiler<sup>1</sup>, Karin Arnold<sup>2</sup>, Boris Dresen<sup>3</sup>, Jochen Nühlen<sup>3</sup>

**Vorhaben: KomInteg – Nachhaltige Integration von Bioenergiesystemen im Kontext einer kommunalen Entscheidungsfindung zur energetischen Nutzung von Biogas**

**FKZ-Nr.:** 03KB066

**Laufzeit:** 01.01.2012 – 31.12.2014

**Zuwendungssumme:** 398.800 €

**Koordination:**

<sup>1</sup> IZES gGmbH

Altenkessler Str. 17, 66115 Saarbrücken

[www.izes.de](http://www.izes.de)

**Projektpartner:**

<sup>2</sup> Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH

Döppersberg 19, 42103 Wuppertal

[www.wupperinst.org](http://www.wupperinst.org)

<sup>3</sup> Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT

Osterfelder Str. 3, 46047 Oberhausen

[www.umsicht.fraunhofer.de](http://www.umsicht.fraunhofer.de)

**Kontakt:**

Florian Noll  
Telefon: +49 (0)681 9762-848  
E-Mail: noll@izes.de

**Florian Noll (Projektkoordinator):**

*Im Mittelpunkt des Vorhabens stand die Kommune mit ihren vielfältigen Einflussmöglichkeiten bei der Umsetzung und Optimierung von Bioenergieprojekten. Durch die Strukturierung der kommunalen Entscheidungsabläufe konnte dieses Projekt Städten und Gemeinden eine Hilfestellung bei der Prozessgestaltung und Entscheidungsfindung bieten. Gleichzeitig wurden die rechtlichen und politischen Rahmenbedingungen, die das kommunale Handeln vorgeben, hinterfragt.*

## Zusammenfassung

Den Kommunen kommt beim Ausbau und der Optimierung der energetischen Biomasse-nutzung eine besondere Bedeutung zu. Über Anreizprogramme, Planungsverfahren, Ordnungen und Satzungen, als Dienstleistungs- und Beratungsanbieter und letztendlich auch in ihrer Vorbildfunktion für Unternehmen und die Gesellschaft können sie die Umsetzung von Bioenergieprojekten aktiv fördern.

Dieser Beitrag zeigt, wie die Städte und Gemeinden in Deutschland unter den geltenden Rahmenbedingungen die vorhandenen Bioenergiepotenziale – im Besonderen im Bereich der Biogasnutzung – effizient nutzen und die beteiligten Akteure über die gesamte Wert-schöpfungskette optimal einbinden können.

## Summary

Municipalities are of special importance in expansion and optimization of bioenergy as they promote the realization of bioenergy projects by incentive programs, planning processes, communal statutes and regulations or as service and consulting provider, but also as potential model for enterprises and society.

This paper shows how provincial and municipal governments in Germany can use efficiently existing potentials of bioenergy – especially biogas – considering the current legal, social, financial and ecological framework conditions. Additionally, the optimal integration of involved actors along the entire value-added chain is aimed to be shown.

## Hintergrund und Zielstellung

Das Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“ besteht aus einer Vielzahl von Forschungsprojekten, die sich im Kern mit der Optimierung einzelner Elemente der energetischen Biomassenutzung beschäftigen. Die Projekte decken dabei schwerpunktmäßig folgende Bestandteile der Prozesskette ab: Von der Bereitstellung über die Konversion bis zur Verteilung und Nutzung der Biomasse. Im Vordergrund steht dabei zumeist die Frage nach den Möglichkeiten zur Verbesserung der Effizienz – beispielsweise durch eine Weiterentwicklung der verfügbaren Technologien oder durch eine Optimierung der angewendeten Verfahren und Konzepte.

Das Verbundprojekt „KomInteg“ möchte den Begriff „Effizienz“, der zumeist nur technologiebezogen verwendet wird, um Aspekte der Planung und Umsetzung von Bioenergieprojekten erweitern: Die meisten Projekte scheitern nicht an dem fehlenden technischen Know-how der handelnden Akteure – sondern letzten Endes an der Herangehensweise und der Kommunikation zwischen den verantwortlichen Personen vor Ort.

Als Akteur nimmt die Kommune im Entscheidungsprozess eine zentrale Rolle ein. Einerseits kommen ihr konzeptionierende und somit koordinierende Funktion zu (etwa im Rahmen von Klimaschutzkonzepten). Andererseits kann sie als Planungs- und Genehmigungsstelle (und unter Umständen auch als Flächeneigner) über die Entstehung möglicher Bioenergie-Projektvorhaben innerhalb des Gemeinde- oder Stadtgebietes entscheiden.

*Frank Baur (Projektleiter): Die Transformation des Energiesystems ist aus einer kommunalen Sicht weniger eine technische Frage, sondern eher eine Frage der Prozessorganisation und der Governance. Es gilt daher, den Energiewendeansatz in einer integrierten Form auf die organisatorischen Prozesse in Kommunen zu übertragen.*

Das vorliegende Projekt konzentriert sich somit primär auf die Frage, welche Einflussmöglichkeiten bezüglich der Umsetzung von Bioenergieprojekten aus Sicht einer Kommune bestehen und inwiefern die bestehenden Entscheidungsabläufe, die natürlich von rechtlichen, politischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen abhängig sind, optimiert werden können (vgl. Abbildung 1). Somit steht die Frage nach zielgerichteten, kommunalen Governanceprozessen im Vordergrund des Vorhabens.

Ziel ist es – aufbauend auf den Erfahrungen der bereits abgeschlossenen Projekte des Förderprogramms – die Entscheidungs- und Einflussmöglichkeiten einer Kommune bezüglich des Einsatzes und der Optimierung marktrelevanter Bioenergie-Technologien darzustellen und zu bewerten.



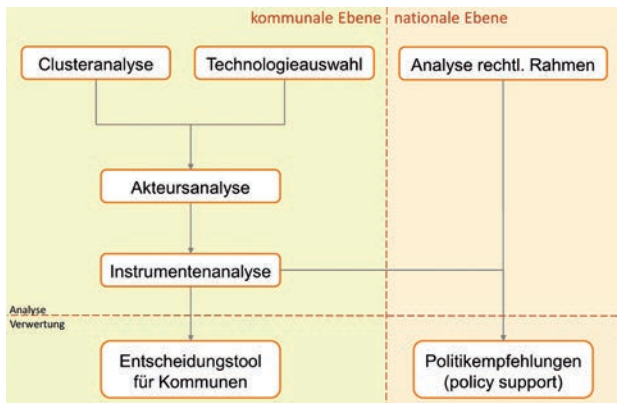


Abbildung 2: Überblick über die Analyseebenen des Vorhabens. Quelle: IZES gGmbH

## Clusteranalyse

Die Clusteranalyse ist ein statistisches Verfahren, das zu einer Klassifizierung von auf den ersten Blick sehr unterschiedlichen Objekten (hier Kommunen) führt.

Im vorliegenden Vorhaben wurde die Clusteranalyse verwendet, um auf Grundlage der vorhandenen Bioenergiepotenziale die rund 12.000 Kommunen in Deutschland in zehn unterschiedliche Cluster einzuteilen, für die darauf folgend die Analysen erarbeitet wurden. In den nachfolgenden Analyseschritten wurde also jedes Cluster separat ausgewertet. Auf diese Weise konnte auf die unterschiedlichen Ausgangssituationen in den Kommunen spezifisch eingegangen werden. Zudem wird durch die Clusterung eine hohe Übertragbarkeit der Ergebnisse garantiert (siehe Abschnitt „Übertragbarkeit“).

Vorgeschaltet zur Clusteranalyse wurde eine deutschlandweite Potenzialanalyse zur Ermittlung der kommunalen Bioenergiepotenziale in den Kommunen durchgeführt. Hierbei wurde die auf Landkreisebene angewendete Methodik nach (BMVBS 2010) angepasst und auf die kommunale Ebene übertragen.

Potenzialseitig wurde dabei hinsichtlich einer möglichen Verwertung in Biogasanlagen zwischen Energiepflanzen, tierischen Nebenprodukten (Fest- und Flüssigmist), Erntegras, und den vergärbaren Anteilen aus der Biotonne unterschieden.

## Technologiescreening

Auf Basis einer Literaturrecherche wurden unter Berücksichtigung der Projektergebnisse des Förderprogramms der aktuelle Stand der Technik und Forschung im Bereich der technischen Bioenergeträgernutzung sowie die wirtschaftlich und technisch verfügbaren Nutzungs- und Konversionspfade dargestellt. Die aufgebaute Datenbank wurde durch Experteninterviews validiert und anschließend auf Grundlage der vorhandenen Bioenergiepotenziale den Clustern zugeordnet.

Ziel ist die Ausweisung von geeigneten Technologiepfaden für jedes der zehn Cluster und den mit der Technologie verbundenen technischen, wirtschaftlichen und stoffstrombezogenen Eigenschaften. Auf dieser Faktenbasis können die für die Cluster in Frage kommenden Technologien im Hinblick auf kommunale Einsatzmöglichkeiten untersucht werden. Neben der Technologieausweisung wurden ein Katalog an potenziellen Wechselwirkungen sowie der zu beachtende Rechtsrahmen des jeweiligen Konversionspfades zusammengestellt. Bei der Zuordnung zu den Clustern wurden unterschiedliche Optimierungsszenarien miteinander verglichen, sodass nach Kosten, Ertrag und Emissionsausstoß differenziert werden kann. Zudem sind Aussagen zu den technologiespezifischen Wechselwirkungen (physikalisch, chemisch, sozioökonomisch) möglich.

### **Akteursanalyse**

Entlang der gesamten Wertschöpfungskette befinden sich zahlreiche Akteure, die an der Planung, Umsetzung, Finanzierung und letztendlich dem Betrieb von Bioenergieanlagen beteiligt sind. Diese haben ganz unterschiedliche teilweise sich widerstrebende Interessen. Im Rahmen einer Akteursanalyse wurden die Akteure den Wertschöpfungsstufen zugeordnet. Zudem wurden diese unterschiedlichen Akteursinteressen aufgezeigt. Anschließend wurde durch eine Expertenbefragung die Bedeutung der identifizierten Akteure für die Umsetzung von Bioenergieprojekten bestimmt und die Möglichkeiten der Beeinflussung durch die Kommune ermittelt. Hierbei wurden Experten aus den Wissenschaftsbereichen Landwirtschaft, Abfallwirtschaft, Politikwirtschaft, Rechtswirtschaft und Ingenieurwissenschaft beteiligt.

### **Instrumentenanalyse**

Aufbauend auf den Ergebnissen der Akteursanalyse wurde eine Instrumentenanalyse durchgeführt. Hierzu wurden die formellen und informellen Planungs- und Umsetzungsinstrumente auf Grundlage einer Literatur- und Rechtsanalyse zusammengestellt und hinsichtlich ihres Stellenwertes für die Kommune diskutiert. Hierzu wurden leitfragengestützte Experten-Interviews durchgeführt. Zudem fanden drei Themen-Workshops statt, in denen spezifische Anwendungsbereiche wie die Gestaltung rechtlicher Grundlagen im kommunalen Kontext, Chancen der Bioenergienutzung im Wärmemarkt sowie kommunale Planungsinstrumente diskutiert wurden. Die Ergebnisse wurden zusätzlich im Rahmen von Tagungen vorgestellt und diskutiert.

### **Analyse des nationalen Rahmens**

Die Analyse der nationalen, rechtlichen und politischen Situation in Bezug auf das nationale Energiesystem bildet den Rahmen des Projektes. Die Analyse umfasst eine Untersuchung der bioenergiewirtschaftlich relevanten Bundesgesetze, eine Betrachtung der aktuellen nationalen Energieszenarien inklusive der Zielsetzungen und Nachhaltigkeitskriterien sowie die Darstellung der nationalen Förderlandschaft im Bereich der Bioenergie. Somit liefert die Rahmenanalyse wertvolle Impulse zur Technologieauswahl (hinsichtlich Nachhaltigkeit) sowie insbesondere zur Instrumentenanalyse (formelles Instrumentarium).

## Ergebnisse

Nachfolgend werden die Ergebnisse des Projektes mit direktem Bezug zu Biogasnutzung dargestellt. Auf eine vollumfängliche Darstellung der Projektergebnisse wird dagegen an dieser Stelle verzichtet.

### Nationale Ziele

Zur Beschreibung des künftigen Bedarfs an Bioenergie in der Strom- und Wärmeversorgung in Deutschland sind die zugrundeliegenden Biomassepotenzialstudien von zwei anerkannten Szenario-Studien herangezogen worden (Schlesinger et al. 2010; Nitsch et al. 2012). Diese sehen trotz der in den letzten zehn bis 20 Jahren stark gestiegenen energetischen Nutzung von Biomasse einen weiteren zukünftigen Anstieg dieser Nutzung als möglich an. Einen großen Teil des noch vorhandenen Potenzials stellen dabei bisher ungenutzte Reststoffe dar. In Bezug auf den Anbau von Biomasse betonen die Szenario- und Potenzialstudien die hohe Bedeutung einer schonenden Bodennutzung und einer weitgehenden Berücksichtigung von Umwelt- und Gewässerschutz.

Bezüglich der Verwendung der energetischen Biomasse wird in beiden betrachteten Szenarien ein weiterer Anstieg der Wärme- und Stromerzeugung erwartet. Der Fokus liegt dabei auf einer möglichst effizienten Nutzung der Biomasse durch einen deutlichen Anstieg des KWK-Anteils im Bereich der Biomasse-Verstromung.

Beim zukünftigen Ausmaß der Biokraftstoffnutzung unterscheiden sich die beiden analysierten Szenarien deutlich und reflektieren somit auch die allgemeine Diskussion über die zukünftige Rolle der Biomasse im Verkehrssektor. Auf den Verkehrssektor haben Kommunen keinen bedeutenden Einfluss, dieser ist daher im Projekt „KomInteg“ nicht näher untersucht worden.

### Potenziale

Bei der Ermittlung der Biogaspotenziale wird zwischen Potenzialen aus der Landwirtschaft (Energiepflanzen, tierische Nebenprodukte und Gras) und Abfallwirtschaft (Biotonne) unterschieden.

Die landwirtschaftlichen Energiepotenziale liegen in Deutschland aktuell bei rund 720 PJ/a und schwanken je nach landwirtschaftlicher Ausrichtung der Kommune zwischen 40 GJ/a und 1,1 Mio. GJ/a.

Die abfallwirtschaftlichen Energiepotenziale sind mit 8,9 PJ/a für ganz Deutschland deutlich geringer als die landwirtschaftlichen Potenziale. Dies entspricht je nach Einwohnerzahl einem Energiepotenzial von 0,5 bis 380.000 GJ/a pro Kommune.

Abbildung 3 gibt einen deutschlandweiten Überblick über die Verteilung der vorgenannten Bioenergiepotenziale als Summe aus den land- und abfallwirtschaftlichen Biogaspotenzialen.



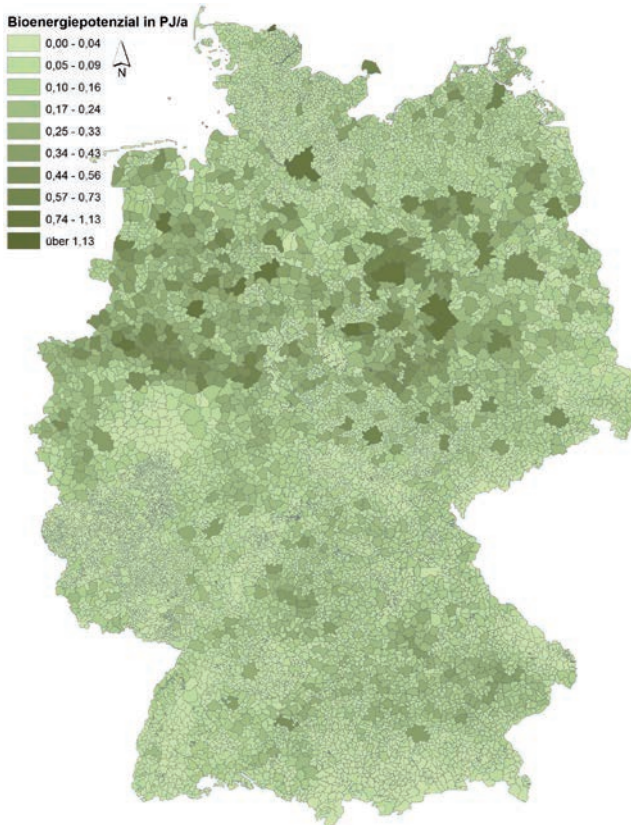


Abbildung 3: Kommunale Verteilung der Biogaspotenziale in Deutschland, Quelle: ©BKG, bearbeitet durch IZES gGmbH

### Cluster

Aus der Clusterung geht hervor, dass die Einteilung der Kommunen in Abhängigkeit der vorhandenen Biogaspotenziale vor allem mit der Größe / Einwohnerzahl und der landwirtschaftlichen Nutzung (Ackerbau, Grünlandnutzung, Viehhaltung) der Kommune korreliert. Hierauf aufbauend lassen sich für den Bereich Biogas insgesamt fünf grundlegend unterschiedliche Cluster bilden:

- Landgemeinden in Viehhaltungsregionen im Nordwesten und Südosten Deutschlands
- Kleinere Städte und Landgemeinden in Ackerbauregionen, die vorwiegend in Mittel- und Ostdeutschland sowie in den Gebieten Südhannover, Köln-Aachener-Bucht, Fränkische Platten und Bayerischen Gau angesiedelt sind

- Kleinere Städte in Grünlandregionen (Vorpommern-Greifswald, Lausitz, Saarland, Oberrheintal, Schwäbische Alp)
- Land- (und Forst)wirtschaftlich genutzte Kleinstädte in Nordwestdeutschland, im südlichen Ostdeutschland und im Bayerischen Gau
- Größere Städte mit insgesamt vielen landwirtschaftlichen Flächen

### Technologien

Das Technologiescreening führt die Ergebnisse der Clusteranalyse mit den ausgewählten Konversionspfaden zusammen, in dem es clusterspezifische Kennwerte mit technologie-spezifischen Kennwerten verschneidet. Auf dieser Basis werden Technologieempfehlungen für jedes kommunale Cluster generiert, die in einem nachgelagerten Schritt Aussagen zu Akteursketten sowie Wechselwirkungen erlauben. Die Technologieempfehlungen basieren dabei insbesondere auch auf den Annahmen und Ergebnissen der bundesweiten Clusterung der Kommunen und sind vor diesem Hintergrund als allgemeine Aussagen zu verstehen. Sie ersetzen keine technische Detailplanung innerhalb einer Kommune. Beispielsweise können Aspekte zum Grad der tatsächlich realisierbaren Wärmenutzung aus KWK-Prozessen nicht in den Auswertungen berücksichtigt werden, da hier eine Vielzahl an regionalen Standortfaktoren zu beachten sind.

Aus heutiger Sicht muss hinsichtlich der energetischen Verwertung von Biogassubstraten zwischen Biogas- und Biomethananlagen unterschieden werden (vgl. Tabelle 1).

Eine Szenarienanalyse innerhalb des Vorhabens hat gezeigt, dass aus kommunaler Sicht und aus Rohstoff-Effizienzgründen generell dezentrale Biogasanlagen den Vorzug gegenüber Biomethananlagen erhalten sollten, sofern eine hohe Wärmeabnahme realisiert werden kann. Dies kann sowohl wirtschaftlich als auch ökologisch begründet werden. Ohne umfassende Wärmeabnahme sollte entweder auf eine Biogasnutzung verzichtet werden oder die Realisierung von größeren Biomethananlagen geprüft werden.

Tabelle 1: Leistungsgrenzen der marktfähigen Biogas- / -methananlagen aus heutiger Sicht

Technologie	Einheit	Untere Leistungsgrenze	Obere Leistungsgrenze
Biogasanlage	kW elektrisch	75	1.500
Biomethananlage	kW elektrisch	500	5.000

Der Einsatz von landwirtschaftlichen Biogasanlagen (zumindest von kleineren Anlagen) ist in den meisten Kommunen in Deutschland sowohl potenzial- als auch wärmeseitig möglich. Biogasanlagen, die rein mit biogenen Abfällen versorgt werden, sind dagegen erst in Städten ab einer Größe von ca. 250.000 Einwohner sinnvoll.

### Akteursstrukturen

Die Akteursanalyse zeigt, dass in und auch zwischen den Wertschöpfungsstufen unterschiedlichste Akteursinteressen bestehen. Insgesamt hat sich allerdings innerhalb der Analyse gezeigt, dass die wirtschaftlichen Interessen überwiegen, aber auch dass das Allgemeinwohl jedoch in jüngerer Zeit eine immer wichtigere Bedeutung bei der Entscheidung

hinsichtlich der Zukunftsgestaltung einer Ortes einnimmt.

Die wichtigsten Akteure bezüglich der energetischen Verwertung von Biogassubstraten sind:

- Landwirte und landwirtschaftliche Genossenschaften (Anbau und Bereitstellung)
- Maschinenringe und Verbände, Biomasse- / Wertstoffhöfe und abfallwirtschaftliche Unternehmen (Bereitstellung und Aufbereitung)
- Stadtwerke, Energiegenossenschaften, öffentliche Körperschaften und Ingenieurbüros (Projektierung, Finanzierung, Umsetzung und Betrieb).

Den größten Einfluss kann die Kommune auf die Bereiche nehmen, in denen sie selbst als Mitentscheider beteiligt ist (z. B. Aufbereitung in Wertstoffhöfen, Nahwärmeversorgung von eigenen Liegenschaften, Projekte mit Beteiligung von Stadtwerken). Daneben kann sie zudem auf Unternehmen einwirken, die Ver- und Entsorgungsaufgaben im Gemeinde- bzw. Stadtgebiet übernehmen (z. B. Abfallentsorger). Des Weiteren kann die Kommune durch die Projektbegleitung / Beratung (z. B. durch die Unterstützung innerhalb einer Energiegenossenschaft) indirekt Einfluss auf mögliche Entscheidungen nehmen.

### **Umsetzungsinstrumente**

Die planerischen Handlungsmöglichkeiten der Kommune zur Etablierung der Bioenergie-nutzung basieren auf einem vielschichtigen Instrumentarium zur Ausübung ihrer Selbstverwaltungsgarantie. Hierbei können formelle und informelle Planungsinstrumente zur Anwendung kommen, die auf unterschiedliche Adressatenkreise und Sachverhalte Wirksamkeit zeigen.

Die Studie definiert und beschreibt relevante kommunale Planungsinstrumente, kategorisiert diese in formelle und informelle Instrumente und führt eine Zuordnung auf die einzelnen Akteursgruppen der Wertschöpfungsstufen durch. Auswertungen zum Adressierungsgrad der Planungsinstrumente induzieren hierbei, dass insbesondere formelle Instrumente der Bauleitplanung auf die Akteure der Wertschöpfungsebenen „Aufbereitung von Bioenergieträgern“ und „Betrieb von Anlagen“ die größte Steuerungswirkung zeigen. Den geringsten Adressierungsgrad leisten die formellen Planungsinstrumente auf die Wertschöpfungsebene „Bereitstellung von Bioenergieträgern“. Im direkten Vergleich zu den informellen Planungsinstrumenten üben die formellen Instrumente zwar eine direkte Steuerungswirkung mit rechtsverbindlichem Charakter aus, eine adäquate Reichweite bezogen auf alle Wertschöpfungsebenen ist jedoch nicht gegeben.

Konträr hierzu ist der Adressierungsgrad der informellen Planungsinstrumente für alle Wertschöpfungsebenen gegeben. Aufgrund der fehlenden rechtsverbindlichen Durchsetzungskraft sowie der freiwilligen Anwendungsnatur wird die Steuerungswirkung in der kommunalen Anwendungspraxis hierdurch wiederum relativiert. Es ist zu empfehlen, insbesondere die informellen Planungsinstrumente verstärkt zur Adressierung und Steuerung aller relevanten Akteure der einzelnen Wertschöpfungsebenen auszunutzen, da hier individuell auf die Bedürfnisse und Anforderungen jeder Wertschöpfungsstufe reagiert werden kann. Von einer Empfehlung zur Neuentwicklung sonstiger formaler oder informeller Planungsinstrumente wurde im Rahmen dieser Studie Abstand genommen. Vielmehr war es das Ziel, das bestehende Instrumentarium zu bewerten und Lücken in der Einflussnahme zu definieren.

## Übertragbarkeit

Eines der zentralen Ziele des Projektes war die Sicherstellung einer reibungslosen Übertragbarkeit der erzielten Ergebnisse auf jede beliebige Kommune in Deutschland.

Zu diesem Zweck wurden im Rahmen einer Clusteranalyse alle Städte und Gemeinden Deutschlands systematisch in zehn unterschiedliche Bioenergiecluster unterteilt.

Vorteil dieses Verfahrens ist es, dass die Ergebnisse, die in den einzelnen Clustern beispielhaft erzielt wurden, statistisch auf alle Kommunen des Clusters übertragen werden können.

Dies ermöglicht es, dass die Ergebnisse, die im oberen Teil dieser Veröffentlichung allgemeingültig dargestellt wurden, individuell für jede Kommune in Deutschland dargestellt werden können. Die Darstellung umfasst:

- die Angabe der vorhandenen Bioenergiepotenziale,
- Empfehlungen zur Technologieanwendung,
- eine Übersicht über mögliche Wechselwirkungen,
- die Darstellung von typischen Akteursverflechtungen sowie
- eine Auflistung grundsätzlich zur Verfügung stehender Instrumente.

Hieraus lassen sich je nach Priorität (z. B. hohe Nachhaltigkeitsanforderungen, finanzielles Interesse) der Kommune individuelle Handlungsempfehlungen im Sinne einer Hilfestellung ableiten.

In einem aufbauenden Forschungsvorhaben sollen die bislang erzielten Ergebnisse des Projektes aufbereitet und in Form eines Online-Tools kommunalen Entscheidungsträgern zur Verfügung gestellt werden. Erste konzeptionelle Vorüberlegungen hierzu wurden bereits im vorliegenden Vorhaben vorgenommen und dokumentiert.

## Politikempfehlungen

Wie beschrieben sind aus den vorangegangenen Arbeitspaketen Handlungsfelder identifiziert worden, die insbesondere an der Schnittstelle von Bund, Ländern und Kommunen angesiedelt sind. Diese werden im Folgenden knapp ausgeführt. Sie gliedern sich allgemein zunächst in strukturell-organisatorische und inhaltliche Handlungsfelder.

Das strukturell-organisatorische Handlungsfeld ist im Wesentlichen deckungsgleich mit dem, das im Arbeitspaket „Akzeptanz“ erarbeitet worden ist, da sich dieses stark auf die Bereiche Prozess-Organisation und Kommunikation bezieht. Allgemein gilt, dass stärker als bisher auf die Akzeptanz und Wahrnehmung von Projekten geachtet werden sollte und diese Aspekte stärker als in der Vergangenheit von professioneller Seite aus betreut werden sollen. Partizipation kann ein gutes Mittel sein, um die Akzeptanz zu fördern.

Für den rechtlichen Rahmen gilt, dass viele Instrumente bereits vorhanden sind, deren Nutzen und verschiedenen Anwendungsmöglichkeiten aber nicht immer bekannt oder eingängig sind. An dieser Stelle wird der Bedarf an einer zielgerichteten Beratung für kommunale Akteure gesehen.

Die inhaltlichen Handlungsfelder lassen sich wie folgt gliedern:

- Wissen schaffen und verbindlich machen
- Gesetze gestalten und umsetzen
- Potenziale und passende Technologien bereitstellen

Der Fokus liegt dabei jeweils auf dem hinteren Satzteil: die Umsetzung bzw. Nutzung und Bereitstellung von Wissen, Instrumenten und Technologien ist die entscheidende Aufgabe, die ansteht und gelöst werden muss.

**Tabelle 2: Handlungsfelder an der Schnittstelle von Bund und Kommunen**

<b>Wissen schaffen und verbindlich machen</b>
Energiekonzepte, Leitfäden etc. erstellen und nutzen
Akteure vernetzen
Akzeptanz fördern
<b>Gesetze gestalten und umsetzen</b>
Potenziale nachhaltig mobilisieren
Bau und Betrieb von Energieanlagen ermöglichen
Energie effizient nutzen
<b>Potenziale und passende Technologien bereitstellen</b>
Potenziale nachhaltig verfügbar machen
Passende Technologien weiterentwickeln

Sowohl im ersten als auch im zweiten Handlungsfeld ist die Beteiligung von Akteuren ein wichtiger Schlüsselfaktor. Diese wird bereits zunehmend in Projekten angelegt (Umwelt. NRW 2015) und von der Politik stärker berücksichtigt als früher. Damit wird die Bedeutung von Moderation und Mediation bei der Bearbeitung und Begleitung von Umsetzungsprojekten wichtiger.

Unmittelbar entscheidend für das Verhalten von Kommunen - auch im Hinblick auf die energetische Nutzung von Biomasse - sind die geltenden Gesetze und Verordnungen auf Bundes-, Landes- und Kommunalebene (Handlungsfeld 2 in Tabelle 2). Die entsprechenden rechtlichen Bestimmungen sind daher ebenfalls analysiert worden. Gleichzeitig sind diese rechtlichen Bestimmungen im Zeitverlauf Änderungen unterworfen. Wichtige Anhaltspunkte für die zukünftige Richtung rechtlicher Änderungen stellen mittel- bis langfristige politische Zielsetzungen dar. Entsprechende Zielsetzungen auf Bundesebene in Bezug auf die energetische Nutzung von Biomasse müssen daher als Bezugspunkt kommunalen Handelns diskutiert werden.

Das dritte Handlungsfeld (Potenziale und passende Technologien) ist dagegen noch stärker wie bisher in der bekannten Projektbearbeitung von Forschung und Wissenschaft verankert.

## Literatur

BMVBS (2010): Globale und regionale räumliche Verteilung von Biomassepotenzialen. Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung. Leipzig: Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ).

NITSCH, J.; PREGGER, T.; SCHOLZ, Y.; NAEGLER, T. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. No. BMU - FKZ O3MAP146. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). URL: [http://www.fvee.de/publikationen/publikation/?sb\\_damorder\[uid\]=4636&cHash=06b2c3f1ab6b2757a44b77db72802b87](http://www.fvee.de/publikationen/publikation/?sb_damorder[uid]=4636&cHash=06b2c3f1ab6b2757a44b77db72802b87) (Stand 14.04.2015)

SCHLESINGER, M.; LINDENBERGER, D.; LUTZ, C. (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. No. 12/10. Basel/Köln/Osnabrück: ewi, gws, prognos.

UMWELT.NRW (2015): Der Klimaschutzplan. Internetseite des Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen. URL: <http://www.klimaschutz.nrw.de/klimaschutz-in-nrw/klimaschutzplan/> (Stand: 26.03.2015, 15:13 Uhr)



## Zukunft Biomethan - Ergebnisse einer ökologischen und ökonomischen Bewertung der Biogasaufbereitung

Elisa Dunkelberg<sup>1</sup>, Steven Salecki<sup>1</sup>

**Vorhaben: MEGAS – Optimierung des innovativen Einsatzes eines Membranverfahrens zur Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung ins öffentliche Erdgasnetz – Ökonomischer und ökologischer Vergleich**

**FKZ-Nr.:** 03KB068B

**Laufzeit:** 01.10.2012 – 31.12.2014

**Zuwendungssumme:** 341.000 €

### **Koordination:**

Ingenieurbüro Buse GmbH  
Emmenfeld 2, 21423 Winsen/Luhe  
[www.ing-buse.de](http://www.ing-buse.de)

### **Projektpartner:**

<sup>1</sup> Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) GmbH, gemeinnützig  
Potsdamer Str. 105, 10785 Berlin  
[www.ioew.de](http://www.ioew.de)

### **Kontakt:**

Dunkelberg, Elisa (Projektleiterin am IÖW)  
Telefon: +49 (30) 884594-36  
E-Mail: [elisa.dunkelberg@ioew.de](mailto:elisa.dunkelberg@ioew.de)

**Elisa Dunkelberg (Projektleiterin am IÖW):**

*Biomethan kann zukünftig wichtige Funktionen im Energiesystem übernehmen. Die am Markt verfügbaren Aufbereitungsverfahren sowie das im Projekt begleitete innovative Membranverfahren können zur Treibhausgasvermeidung beitragen. Der massive Einschnitt in den Förderbedingungen durch die EEG-Novellierung im Jahr 2014 hat jedoch nahezu zu einem Zubaustopp an neuen Anlagen geführt.*



## Zusammenfassung

Biomethan kann wichtige Funktionen im zukünftigen Energiesystem übernehmen: zum Beispiel Regelenergie im Stromnetz bereitstellen oder als Kraftstoffalternative eingesetzt werden. Viele Energieszenarien gehen für die Zukunft von relevanten Mengen an Biomethan aus. Bis zur Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2014 wurden die Biogaserzeugung und -aufbereitung zu Biomethan indirekt vergütet. Der bis dahin stetige Zubau ist durch den gravierenden Einschnitt in den Förderbedingungen zum Erliegen gekommen. Das Projekt MEGAS, durchgeführt durch das Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) und die Firma Ingenieurbüro Buse GmbH, untersuchte verschiedene Biogas-Aufbereitungsverfahren aus ökologischer und ökonomischer Perspektive und zeigt die Auswirkungen der veränderten Rahmenbedingungen auf. Alle untersuchten Verfahren können im Vergleich zur fossilen Energieerzeugung und im Vergleich zur direkten Vor-Ort-Verstromung Klimagase vermeiden. Wichtig sind eine hoher Wärmenutzungsgrad und eine funktionierende Schwachgasbehandlung, die das Entweichen von Methanemissionen verhindert. Die am Markt verfügbaren Aufbereitungsverfahren sowie das neue Membranverfahren sind in der Lage kostendeckend zu arbeiten. Letztlich bestimmen jedoch die Erlösmöglichkeiten, ob ein Anlagenkonzept wirtschaftlich darstellbar ist oder nicht. Die Vermarktungsrichtung „KWK-Nutzung“ ist unter den aktuellen Rahmenbedingungen (März 2015) nicht mehr wirtschaftlich. Der Einschnitt in den Förderbedingungen im Zuge der EEG-Novellierung gefährdet also den bisher größten Absatzmarkt für Biomethan. Die Zukunft der Biogasaufbereitung hängt nun von den Vermarktungsmöglichkeiten im Wärme- und Kraftstoffmarkt ab, so dass die Entwicklung der Rahmenbedingungen dieser Absatzmärkte von besonderer Bedeutung ist.

## Summary

Biomethane can serve important functions in the energy system, e.g. providing balancing energy or reducing the demand for fossil fuels in the mobility sector. Many future energy scenarios count on relevant amounts of biomethane. Up until amendment of the Renewable Energies Act (EEG) in 2014, the production and processing of biogas was financially subsidized, which has led to an expansion of processing plants in recent years. This study, published by the Institute for Ecological Economy Research (IÖW), examined several biogas upgrading processes from an ecological and economic perspective. All processes investi-



gated can mitigate greenhouse gas emissions compared to the usage of fossil energies and compared to the on-site conversion of biogas. However, the level of heat used has to be high and a weak gas treatment has to make sure that methane emissions are being avoided. The biogas processing methods currently available on the market can all be cost neutral and are potentially profitable. However, it is the potential revenue possibilities that ultimately determine whether a specific plant concept is sufficiently viable from an economic perspective. The hitherto largest market for biomethane "combined heat and power" is no longer profitable as a consequence of the profound cut in support incentives as a result of the 2014 amendment to the EEG. Inasmuch as the survivability of biogas upgrading technologies is presently dependent on market opportunities for heat generation and fuel consumption, the development of the regulatory framework conditions will be of significant importance with regards to these markets.

## Hintergrund und Zielstellung

In vielen Energieszenarien wird auch in Zukunft mit relevanten Mengen an Biomethan gerechnet. Das Leitszenario des Bundesumweltministeriums sieht beispielsweise den Einsatz von 6,9 Mrd. Nm<sup>3</sup> Biomethan (inklusive Klärgas) für Strom und 3,2 Mrd. Nm<sup>3</sup> für Wärme im Jahr 2050 vor (Nitsch et al. 2012). EWI et al. (2014) kommen in verschiedenen Szenarien auf 5,1 bis 6,8 Mrd. Nm<sup>3</sup> in 2050. Aktuell werden nur 500 bis 600 Mio. Nm<sup>3</sup> Biomethan pro Jahr eingespeist. In der Gasnetz Zugangsverordnung war bis zum Jahr 2014 als Ziel festgelegt, dass bis 2020 6 Mrd. Nm<sup>3</sup> und bis 2030 10 Mrd. Nm<sup>3</sup> Biomethan eingespeist werden sollen (§ 31 [GasNZV 2010]). Der aktuelle Stand entspricht demnach etwa 9 % des ehemaligen Einspeiseziels für das Jahr 2020.

Bis zur Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2014 wurden die Biogaserzeugung und -aufbereitung indirekt mit diversen Boni vergütet. Folglich gab es

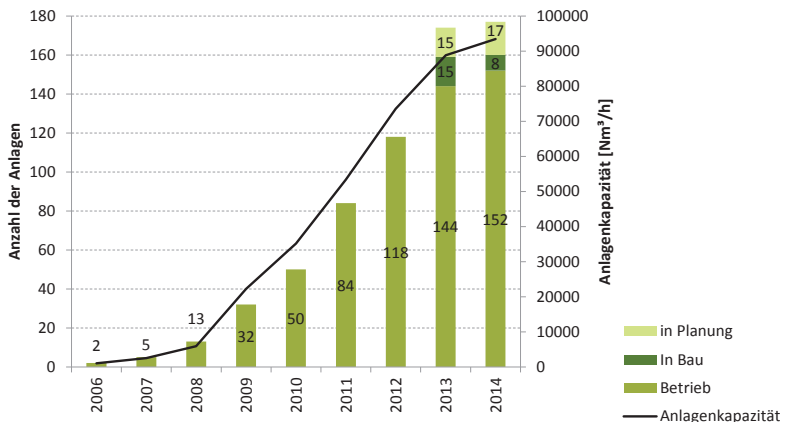


Abbildung 1: Entwicklung des Anlagenbestandes und der Anlagenkapazität. Quelle: Eigene Darstellung mit Daten nach (dena 2014), Stand: 12.01.2015.

in den vergangenen Jahren einen stetigen Zubau an Aufbereitungsanlagen (Abbildung 1). Aminwäsche, Druckwechseladsorption (PSA), Druckwasserwäsche (DWW) sind im Anlagenbestand die zahlenmäßig dominierenden Aufbereitungsverfahren. Sie stellen derzeit gemeinsam rund 80 % der bestehenden Aufbereitungsanlagen. In den letzten Jahren haben auch Membrantrennverfahren an Bedeutung gewonnen.

Ziel des Forschungsprojektes MEGAS war es zum einen, die am Markt etablierten Aufbereitungsverfahren aus ökologischer und ökonomischer Perspektive zu bewerten, und zum anderen ein innovatives Membranverfahren weiterzuentwickeln. Die ökologische und ökonomische Bewertung hat das Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) durchgeführt. Der Projektpartner Firma Ingenieurbüro Buse hat während der Projektlaufzeit ein neuartiges Aufbereitungsverfahren anhand einer Pilotanlage weiterentwickelt und aus Klimaschutzsicht optimiert. Es handelt sich hierbei ebenfalls um ein Membranverfahren. Es findet allerdings keine Membranfiltration statt, sondern das Biogas wird in Membrankontakoren mit entsalztem Wasser in Kontakt gebracht.

Wasser hat die natürliche Kapazität, Gase selektiv aus der Umgebung aufzunehmen und wieder abzugeben. Insbesondere enthärtetes oder entsalztes Wasser weist eine hohe Aufnahme-fähigkeit von Kohlenstoffdioxid auf. Da Kohlenstoffdioxid eine sehr viel höhere Wasserlöslichkeit aufweist als Methan, geht ersteres bei Kontakt von Rohbiogas mit Wasser schneller in Lösung. Dies macht sich das Verfahren zu Nutze. Die Membran übernimmt die Funktion einer hydrophoben, gaspermeablen Kontaktfläche. Sie ermöglicht den Konzentrationsausgleich gelöster Gase durch Mikroporen. Treibende Kraft ist die Partialdruckdifferenz auf beiden Seiten der Membran, so dass nur geringe Drücke erforderlich sind und der Elektrizitätsbedarf des Verfahrens relativ gering ist. Ziele der Arbeiten der Firma Ingenieurbüro Buse waren es vor allem, den Strombedarf zu reduzieren und die Methanausbeute zu maximieren.

## Methodisches Vorgehen

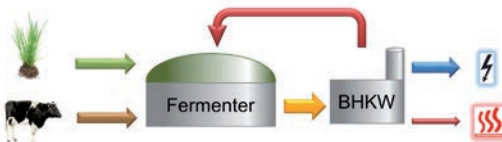
### THG-Emissionen

Die Analyse der mit der Aufbereitung einhergehenden Treibhausgas-(THG)-Emissionen sowie weiterer ökologischer Wirkungen erfolgte mittels einer reduzierten Ökobilanz. Dabei wurde in Anlehnung an die Ökobilanz-Norm ISO 14040 ff vorgegangen, das heißt die Bilanz erstreckt sich über den gesamten Lebensweg, einschließlich Biogasbereitstellung (Ernte der Biomasse, Transport, Fermentierung), der Biogasaufbereitung (inklusive der Aufbereitung selbst, Entschwefelung, Abgasbehandlung und Einspeisung beziehungsweise Druckerhöhung) und der Nutzung des aufbereiteten oder nicht aufbereiteten Biogases. Nicht in die Bilanz einbezogen werden die Energieaufwendungen zum Bau und Betrieb der genutzten Infrastrukturen (zum Beispiel Straßen), da diese unabhängig von der konkreten Nutzung anfallen. Die Vorketten der verwendeten Maschinen, Fahrzeuge sowie der Anlagen (Fermenter, BHKW, Gaskessel) werden jedoch berücksichtigt. Die für die Aufbereitung erforderlichen Gebäude oder Container werden aufgrund fehlender Daten nicht bilanziert. Die Daten für die ökologische und ökonomische Bewertung stammen aus einer Literaturauswertung sowie einer ergänzenden Herstellerbefragung. Zentrale Literaturquellen sind eine Studie von Urban et al. (2009) "Beseitigung technischer, rechtlicher und ökonomi-

scher Hemmnisse bei der Einspeisung biogener Gase in das Erdgasnetz zur Reduzierung klimarelevanter Emissionen durch Aufbau und Anwendung einer georeferenzierten Datenbank" sowie der "Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung" der FNR (FNR 2014a). Die Herstellerbefragung wurde im Jahr 2014 als Ergänzung durchgeführt, da die in der Literatur verfügbaren Angaben zu einzelnen Verfahren Lücken aufwiesen. Außerdem sollten die verwendeten Daten möglichst vergleichbar sein, da einige Parameter, wie die Zusammensetzung des Substratmix, mit dem die Biogasanlage beschickt wird, das Verfahren der Biogasaufbereitung beeinflussen. Im Rahmen der Herstellerbefragung wurden 30 Unternehmen angeschrieben, von denen zehn die vorgefertigten auf MS Excel basierten Datenblätter ausfüllten. Eine genauere Beschreibung der Vorgehensweise und der Datengrundlage findet sich in Dunkelberg et al. (2015).

Für den Vergleich der Situation mit Aufbereitung mit der Vor-Ort-Verstromung von Rohbiogas muss das Gesamtkonzept festgelegt werden. Abbildung 2 zeigt eine schematische Darstellung beider Fälle. Findet keine Aufbereitung statt, so wird das Biogas typischerweise in einem BHKW direkt vor Ort energetisch genutzt. Die durchschnittlichen BHKW-Wirkungsgrade betragen 38 % elektrisch und 45 % thermisch. Ein Teil der produzierten Wärme wird zur Bereitstellung des Eigenwärmbedarfs für die Fermenterbeheizung genutzt. Der Eigenwärmbedarf liegt durchschnittlich bei 26,5 % der produzierten Wärme. Darüber hinaus wird meist ein Teil der Wärme extern genutzt. Der DBFZ-Betreiberbefragung zufolge liegt im Fall der Nutzung des Rohbiogases der durchschnittliche Wärmenutzungsgrad (WNG) der extern verfügbaren Wärme bei 56 %. Dieser Wert wird von Experten als zu hoch eingeschätzt (Scheffelowitz 2013).

#### Ohne Aufbereitung:



#### Mit Aufbereitung und Einspeisung:

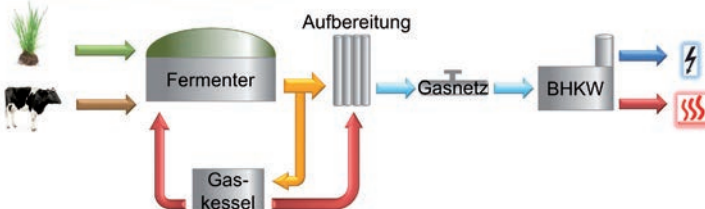


Abbildung 2: Schematische Darstellung des Nutzungskonzepts für Rohbiogas und Biomethan, Quelle: Eigene Darstellung.

In dieser Arbeit wird von zwei Varianten für die Situation der Nicht-Aufbereitung ausgegangen: einem externen WNG von null und einem externen WNG von 45 %. Die Aufbereitung findet direkt am Ort der Biogasanlage statt, das Produktgas wird ins Gasnetz eingespeist und an anderer Stelle ebenfalls in einem BHKW jedoch mit einem höheren WNG energetisch genutzt. Für diesen Fall werden wiederum zwei Varianten mit WNG von 80 und 100 % angenommen. Der Eigenwärmebedarf des Fermenters muss entsprechend auf andere Weise gedeckt werden. Es wird hier ein mit Biogas betriebener Kessel für die Wärmebereitstellung modelliert, der, sofern erforderlich, auch Prozesswärme für die Aufbereitung bereitstellt. Der zusätzliche Bedarf an Biogas und Substraten für die Wärmebereitstellung wird errechnet und in der Bilanz berücksichtigt. Es wird dabei auch angerechnet, dass bei einigen Aufbereitungsverfahren Abwärme anfällt, die ebenfalls für die Fermenterbeheizung genutzt werden kann.

### **Wirtschaftlichkeit**

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit der einzelnen Aufbereitungsverfahren wird die Annuitätenmethode herangezogen, wie sie in der Richtlinie 2067 des Vereins Deutscher Ingenieure e.V. beschrieben ist (VDI 2000). Mit Anwendung dieser Berechnungsmethode zur Wirtschaftlichkeitsbewertung wird der Empfehlung des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ gefolgt (Thrän & Pfeiffer 2013). Um die betriebswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit eines Anlagenkonzepts zu bewerten, werden sämtliche damit verbundene Ein- und Auszahlungen gleichmäßig über die Nutzungsdauer verteilt. Dabei werden ein Kalkulationszinssatz und eine Inflationsrate für zukünftige Zahlungsströme berücksichtigt. Für verschiedene Kostenarten wird mit einem Kalkulationszinssatz und einer Inflationsrate für zukünftige Zahlungen jeweils die Annuität ermittelt. Die Differenz zwischen der Summe der Annuitäten aller Auszahlungen und der Summe der Annuitäten aller Einzahlungen ergibt als Gesamtannuität den Gewinn beziehungsweise bei negativer Ausprägung den Verlust. Folgende Kostenarten werden in der Annuitätenmethode getrennt voneinander abgebildet:

- kapitalgebundene Kosten,
- betriebsgebundene Kosten,
- verbrauchsgebundene Kosten und
- sonstige Kosten.

Die in der Berechnung unterstellten Annahmen und Parameter können in DUNKELBERG et al. (2015) nachgelesen werden.

### **Wertschöpfung**

Mit der Wertschöpfung werden diejenigen monetären Werte erfasst, die von Unternehmen oder anderen Wirtschaftseinheiten durch ihre Produktionstätigkeiten erschaffen werden (vgl. Haller 1997, 32; Statistisches Bundesamt 2003, 203). Die regionalwirtschaftliche Perspektive legt einen Fokus auf den regionalen Verbleib der mit den Produktionstätigkeiten verbundenen Wertschöpfungseffekte beziehungsweise auf die regionale Verortung einzelner Abschnitte bestimmter Wertschöpfungsketten. Für den regionalen Verbleib der Wertschöpfung ist die Beteiligung regionaler Akteure an der gesamten Wertschöpfungskette von großer Bedeutung. Die regionalen Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte wurden mit dem Modell WEBEE "Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch Erneuerbare Energien" des IÖW quantifiziert.

Die einzelnen Erneuerbare-Energien-Technologien sind im WEBEE-Modell als Wertschöpfungsketten abgebildet, welche jeweils den gesamten Lebenszyklus abbilden. Jede Wertschöpfungskette wird in vier Wertschöpfungsstufen unterteilt:

- Anlagenproduktion,
- Anlagenplanung- und Installation,
- Anlagenbetrieb und -wartung und
- Betreibergewinne.

Die Wertschöpfung umfasst dabei die folgenden Bestandteile:

- (Netto-) Beschäftigteneinkommen,
- Unternehmensgewinne nach Steuern und
- Steuereinnahmen aus der Einkommen- und Gewinnbesteuerung.

Die Ergebnisse können für jede Wertschöpfungskette nach den vier Wertschöpfungsstufen, den drei Wertschöpfungsbestandteilen und jeweils aufsummiert ausgegeben werden. Eine detaillierte Darstellung kann Lücken in den regionalen Wertschöpfungsketten aufzeigen und beispielsweise ein aktives Clustermanagement unterstützen. Weiterhin ermöglichen die Ergebnisse eine Beurteilung der monetären Profiteure der Erneuerbaren-Energien-Nutzung. So können besonders intensiv beteiligte Wirtschaftszweige identifiziert werden. Auch die Gewinnmöglichkeiten der Betreibergesellschaft bieten interessante Informationen für eine Vielzahl von Investorengruppen. Eine ausführliche Darstellung der Methodik findet sich in Hirschl et al. (2010) und Hirschl et al. (2014).

## Ergebnisse

Die **THG-Emissionen**, die durch Biogaserzeugung und -aufbereitung entstehen, unterscheiden sich nur geringfügig zwischen den Verfahren. Wenn die Bandbreite an Input- und Outputwerten, die sich aus Literatúrauswertung und Herstellerbefragung ergibt, berücksichtigt wird, ist der Unterschied zwischen den Verfahren nicht signifikant (Abbildung 3).

Den größten Einfluss auf die THG-Bilanz haben die Biogasbereitstellung sowie die Methanemissionen, die während der Aufbereitung freigesetzt werden. Knapp 80 % der THG-Emissionen stammen bei den angenommenen Rahmenbedingungen (u. a.: ein Substratmix von 80 % Maissilage, 20 % Rindergülle bezogen auf den Energiegehalt) aus der Biogasbereitstellung. EEG und GasNZV fordern, dass die Methanemissionen die durch die Aufbereitung freigesetzt werden<sup>4</sup>, maximal 0,2 % betragen. Die Aminwäsche kann als robustes Verfahren hervorgehoben werden, da in der Regel die maximalen Methanemissionen von 0,2 % auch ohne Schwachgasbehandlung stabil eingehalten werden. Bei den übrigen Verfahren ist eine Schwachgasbehandlung erforderlich, deren Funktionstüchtigkeit regelmäßig überprüft werden sollte. Denn die THG-Bilanz verschlechtert sich erheblich, wenn höhere Methanemissionen auftreten. Der Strombedarf der Verfahren verursacht je nach Verfahren 10 bis 25 % der THG-Emissionen. Beim neuen Membrankontaktorenverfahren des Projektpartners Firma Ingenieurbüro Buse sind es 20 %, wenn die maximalen Methanemissionen eingehalten werden.

---

4 Verhältnis der Menge an Methan, das in die Atmosphäre austritt, zur Menge an Methan im Rohbiogas bei Eintritt in die Biogasaufbereitungsanlage

Strom wird bei diesem Verfahren vor allem zum Kühlen des Wassers benötigt, um die Aufnahmekapazität für  $\text{CO}_2$  zu maximieren. Durch die Zugabe von Zusatzstoffen im Wasser kann die Adsorption von Kohlenstoffdioxid gegebenenfalls gesteigert und der Kühlungsbedarf gesenkt werden.

Um THG-Emissionen im Vergleich zur Vor-Ort-Verstromung zu vermeiden, muss der externe WNG, der durch die Aufbereitung erzielt wird, je nach Verfahren um mindestens 35 bis 50 % höher sein als bei der Vor-Ort-Verstromung. Die Regelenergiebereitstellung durch Biomethan führt derzeit nicht zu einer zusätzlichen THG-Vermeidung im Vergleich zur Grundlastbereitstellung. Denn im Fall der Regelenergiebereitstellung wird vor allem der Energieträger Erdgas substituiert, bei der Grundlastbereitstellung hingegen vermehrt Stein- und Braunkohle. Und Erdgas weist im Vergleich zu Stein- oder Braunkohle einen geringen  $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionsfaktor auf, so dass die THG-Vermeidung im Fall der Regelenergiebereitstellung niedriger ausfällt. Dennoch ist die Regelenergiebereitstellung positiv zu bewerten. Denn aus Klimaschutz- oder Energieversorgungssicherheitsgründen sollte langfristig auch Erdgas substituiert werden und für die Regelenergiebereitstellung gibt es bislang wenig Alternativen zur Bioenergie.

Bei den Wirkungskategorien Versauerung und Eutrophierung schneidet die Biogas-erzeugung und -nutzung den Berechnungen zufolge – unabhängig von der Aufbereitung – schlechter ab als die fossilen Referenzsysteme. Dies ist auf den in der Modellierung unterstellten Einsatz von Maissilage in der Biogaserzeugung zurückzuführen. Kommen Bioabfall oder landwirtschaftliche Reststoffe als Substrate zum Einsatz, so fällt die ökologische Bewertung deutlich besser als Biogas / Mais aus.

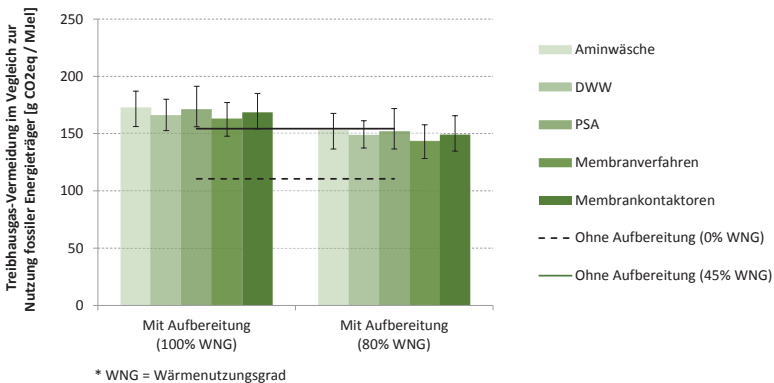


Abbildung 3: Vermiedene Treibhausgasemissionen durch Substitution der Strom- und Wärmereferenzsysteme bei verschiedenen Biogasaufbereitungsverfahren. Erläuterung: Die Fehlerbalken berücksichtigen Spannweiten in Parametern wie Strom-, Wärmebedarf und Methanschlupf.

## Wirtschaftlichkeitsanalysen

Die Wirtschaftlichkeitsanalysen zeigen, dass die am Markt verfügbaren Aufbereitungsverfahren in der Lage sind kostendeckend zu arbeiten. PSA und Membrantrennverfahren sind mit zunehmender Anlagegröße vergleichsweise profitabler, da die Größenvorteile stärker als bei den anderen Verfahren ins Gewicht fallen. Das neue Membrankontaktoren-Verfahren ist im Vergleich zu den bereits etablierten Verfahren wettbewerbsfähig und kann vor allem im Bereich kleiner bis mittlerer Anlagegrößen Kostenvorteile aufweisen (siehe Abbildung 4).

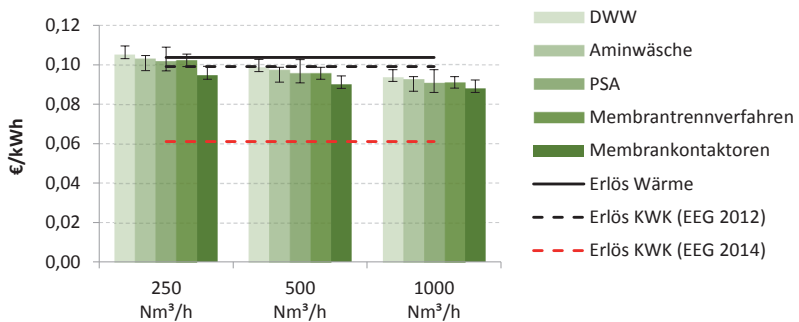


Abbildung 4: Produktgasgestehungskosten nach Aufbereitungsverfahren und Anlagegröße in Nm³/h (Rohbiogas) und Erlöse nach Vermarktungsrichtung (KWK-Erlöse nach EEG 2012 und 2014). Erläuterung: Die Fehlerbalken berücksichtigen Spannweiten in den Parametern Strom-, Wärmebedarf und Methanschleupf.

Letztlich bestimmen jedoch die Erlösmöglichkeiten, ob ein Anlagenkonzept wirtschaftlich darstellbar ist oder nicht. Im Projekt wurden zwei Vermarktungsrichtungen "KWK-Nutzung" und "Wärmemarkt für Haushaltskunden" untersucht.

Biomethan kann im Wärmemarkt für Haushaltskunden abgesetzt werden. Da Biomethan im Durchschnitt um etwa 100 % teurer bereitgestellt wird als Erdgas, ist die teilweise höhere Zahlungsbereitschaft der Haushaltskunden für eine erneuerbare Gasversorgung trotz dem nicht ausreichend für eine vollständige Biomethanversorgung einzelner Kunden. Vielmehr findet Biomethan als Beimischprodukt mit einem Mengenanteil von bis zu 10 % Verwendung. Entsprechend fallen auch die höheren Bereitstellungskosten nicht vollständig ins Gewicht. Laut FNR (2014a) liegt der durchschnittliche Preis, der vom Endkunden im Wärmemarkt für Biomethan gezahlt wird bei ca. 0,126 €/kWh. Unter Abzug von Steuern und Netznutzungsentgelten sowie unter Anrechnung vermiedener Netzentgelte, wurde ein Erlös für den Biomethanproduzenten in Höhe von 0,088 €/kWh ermittelt. In dieser Vermarktungsrichtung können unter den angenommenen Parametern etwa ab einer Anlagengröße von 500 Nm³/h Rohbiogas mit allen Verfahren stabil Gewinne erzielt werden.

Die Vermarktungsrichtung „KWK-Nutzung“ wird stark beeinflusst durch die Förderbedingungen. Die am 1. August 2014 in Kraft getretene Novellierung des EEG enthält weitrei-

chende Veränderungen der Förderstruktur, die sich besonders schwerwiegend im Bereich der Bioenergie niederschlagen. Im neuen EEG sind die Zusatzvergütungen für die Einstanzstoffklassen der Biogasverstromung gestrichen, so dass für Neuanlagen nur noch die Grundvergütung gewährt wird. Für die Biogasaufbereitung ist außerdem relevant, dass der größengestaffelte Gasaufbereitungsbonus entfallen ist, der bislang die Mehrkosten der Aufbereitung und Netzeinspeisung kompensiert hat. Weiterhin erhalten Biomethan-BHKW, die nach Inkrafttreten des EEG 2014 auf eine Nutzung von Biomethan umsteigen, die niedrigeren Vergütungssätze des EEG 2014 anstelle der zum Inbetriebnahmezeitpunkt geltenden Vergütungssätze.

Dieser Einschnitt in den Förderbedingungen gefährdet den bisher größten Absatzmarkt für Biomethan. In keiner der Anlagenvariationen kann unter diesen Bedingungen eine wirtschaftliche Situation für die Vermarktungsrichtung „KWK-Nutzung“ ermittelt werden.

### **Wertschöpfung und Beschäftigung**

Aus regionaler Perspektive können Wertschöpfung und Beschäftigung Argumente für die Unterstützung von Biogasaufbereitungsanlagen sein. Im Jahr der Installation beläuft sich die regionale Wertschöpfung durch eine Anlage der Größe 1.000 Nm<sup>3</sup>/h Rohbiogas auf 4,5 bis 5 Mio. Euro, wenn das Biomethan auf dem Wärmemarkt für Haushaltskunden abgesetzt wird. In den folgenden Jahren fallen durch den Anlagenbetrieb und die Betreibergewinne jährlich 1,2 bis 1,4 Mio. Euro an. Die Betreibergewinne und die Effekte in den Wertschöpfungsstufen Anlagenproduktion, -planung und -installation spielen in Bezug auf die Wertschöpfung die größte Rolle. Vor allem die Planung, die Wartung, der Betrieb und die Finanzierung der Anlage können gut von regionalen Akteuren übernommen werden, so dass ähnlich wie bei der Vor-Ort-Verstromung von Biogas, ein signifikantes Potenzial für die Generierung regionaler Wertschöpfung besteht.

Entscheidend für die Menge an Biomethan, die potenziell ins Gasnetz eingespeist werden kann, ist vor allem das Potenzial an Substraten. Aktuell dominieren nachwachsende Rohstoffe (vor allem Mais) und tierische Exkremente (vor allem Gülle) die Biogasproduktion. Hinzu kommen in geringerem Umfang kommunale und industrielle Reststoffe (z. B. Bio- und Grünabfälle). Die FNR (2014b) geht davon aus, dass in 2012 bereits 76 % des technisch verfügbaren Potenzials für Biogas in Deutschland (358 PJ beziehungsweise 10 Mrd. Nm<sup>3</sup> Biomethan) genutzt wurden. Für 2020 wird von einer Ausweitung des Potenzials nachwachsender Rohstoffe um knapp 100 PJ/a ausgegangen, so dass sich das gesamte Potenzial auf 442 PJ beziehungsweise 12 Mrd. Nm<sup>3</sup> Biomethan belaufen würde. Umwelt-NGOs und auch Wissenschaftlerinnen haben in der Vergangenheit wiederholt den ausschließlichen Einsatz von Reststoffen gefordert, da der Abbau von nachwachsenden Rohstoffen mit Nachhaltigkeitsproblemen und Nutzungskonflikten einhergehen kann. Mühlenhoff (2013) kommt auf ein Reststoffpotenzial für die Biogaserzeugung von etwa 150 PJ für 2020, wovon etwa 120 PJ bereits genutzt werden. Entsprechend könnten 4 Mrd. Nm<sup>3</sup> Biomethan ausschließlich aus Reststoffen erzeugt werden. Der FNR (2014b) zufolge ist das Potenzial an Reststoffen etwas geringer. Auch beim Einsatz von Reststoffen ist jedoch darauf zu achten, dass es zu Nutzungskonkurrenzen und nachgelagerten Nachhaltigkeitsproblemen kommen kann. Die 12 Mrd. Nm<sup>3</sup> Biomethan, die laut FNR (2014b) in 2020 erzeugt werden können, würden knapp 15 % des aktuellen Gasverbrauchs abdecken. Das Reststoffpotenzial nach Mühlenhoff (2013) entspräche einem Biomethananteil von knapp 5 %. Bei den derzeitigen Förderbedingungen werden die genannten Potenziale jedoch nicht ausgeschöpft.



## Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse der ökologischen und ökonomischen Bewertung zeigen, dass standortspezifische Gegebenheiten die Eignung der jeweiligen Verfahren beeinflussen. Einige relevante Standortfaktoren sind das Vorhandensein einer Abwärmequelle, der erforderliche Druck an der entsprechenden Einspeisestelle ins Gasnetz, die Verfügbarkeit von geschultem Personal und die geplante Größe der Anlage (bei neuen Biogasanlagen daher auch die Substratverfügbarkeit und Logistik). Die Entscheidung für ein bestimmtes Verfahren muss daher fallspezifisch auf Grundlage der lokalen Gegebenheiten erfolgen.

Ein Einsatz des neuen Verfahrens ist vor allem in der Größenklasse 151 bis 500 kW<sub>el</sub> sinnvoll. Insbesondere bei kleinen Biogasanlagen ist eine Aufbereitung und Einspeisung empfehlenswert, da im ländlichen Raum vielfach geeignete Wärmeabnehmer vor Ort fehlen. In der genannten Größenordnung sind derzeit etwa 4.300 Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung installiert. Bei Annahme einer durchschnittlichen Anlagengröße von 300 kW<sub>el</sub> und einer Volllaststundenzahl von 7.800 Stunden, könnten theoretisch etwa 2,6 Mrd. Nm<sup>3</sup> Biomethan aufbereitet werden. Allerdings behindern die Änderungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen im Zuge der Novellierung des EEG einen signifikanten Ausbau der Biogasaufbereitungskapazitäten. Denn die Wirtschaftlichkeit der KWK-Nutzung von aufbereitetem Biogas ist nach EEG 2014 nicht länger gegeben.

Aus Sicht der Autor / innen ist die EEG-Novelle im Hinblick auf die Streichung der Einsatzstoffklasse I (u. a. Maissilage) aus ökologischer Perspektive zu begrüßen, da der Anbau inputintensiver, nachwachsender Rohstoffe mit hohen Emissionen einhergeht. Die Novellierung verpasst es jedoch, Anreize zum Einsatz alternativer Substrate zu setzen, sowie die Biogasaufbereitung und -einspeisung als Möglichkeit zur Effizienzsteigerung und als Technologie, die zur Regelenergiebereitstellung geeignet ist, zu unterstützen.

Die Überlebensfähigkeit der Biogasaufbereitungstechnologien hängt derzeit von den Vermarktungsrichtungen Wärmemarkt und Kraftstoffeinsatz ab. Die Entwicklungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen auf diesen Absatzmärkten sind daher von besonderer Bedeutung. Bezüglich der Zukunft der KWK-Nutzung bleiben die nächsten Novellierungen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes sowie des EEG abzuwarten, die wieder mehr Dynamik in den Markt bringen können.

## Literatur

- DENA [DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GmbH] (Hrsg.) (2014): Biogaseinspeisung in Deutschland - Übersicht. URL: <http://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/projektliste-deutschland.html> (Stand 25. Juni 2014).
- DUNKELBERG, E.; SALECKI, S.; WEISS, J.; ROTHE, S.; BÖNING, G. (2015): Biomethan im Energiesystem. Ökologische und ökonomische Bewertung von Aufbereitungsverfahren und Nutzungsoptionen. IÖW-Schriftenreihe 207/15. Berlin.
- EWI, GWS und PROGNOSES (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforshung mbH, Prognos AG) (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energie-referenzprognose.
- FNR (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.) (2014a): Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung. Gülzow.
- FNR (FACHAGENTUR FÜR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E.V.) (2014b): Preise Biogassubstrate [€/t FM]. In FNR Mediathek. URL: <http://mediathek.fnr.de/grafiken/daten-und-fakten/preise-und-kosten/preise-biogas-substrate-interaktiv.html> (Stand 8. Oktober 2014).
- GASNZV (2010): Gasnetzzugangsverordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die durch Artikel 4 der Verordnung vom 30. April 2012 (BGBl. I S. 1002) geändert worden ist.
- HALLER, A. (1997): Wertschöpfungsrechnung: Ein Instrument zur Steigerung der Aussagefähigkeit von Unternehmensabschlüssen im internationalen Kontext. Stuttgart.
- HIRSCHL, B.; ARETZ, A.; PRAHL, A.; BÖTHER, T.; HEINBACH, K.; PICK, D.; FUNCKE, S. (2010): Kommunale Wertschöpfung durch erneuerbare Energien. Schriftenreihe des Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung (Hrsg.). Nr. 196/10. Berlin.
- HIRSCHL, B.; HEINBACH, K.; PRAHL, A.; SALECKI, S.; SCHRÖDER, A. (2014): Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien. Ermittlung der Effekte auf Länder- und Bundesebene. Im Erscheinen. Berlin.
- MÜHLENHOFF, J. (2013): Reststoffe für Bioenergie nutzen. Potenziale, Mobilisierung und Umweltbilanz. Renewes Spezial, Ausgabe 64. Berlin: AEE, Agentur für Erneuerbare Energien e.V.
- NITSCH, J.; GERHARDT, N.; WENZEL, B. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. BMU, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- SCHEFTELOWITZ, M. (2013): Stromerzeugung aus Biomasse. O3MAP250. Leipzig: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum.
- STATISTISCHES BUNDESAMT (2003): Verordnung (EG) Nr. 2223/96 des Rates vom 25. Juni 1996 zum Europäischen System Volkswirtschaftlicher Gesamtrechnungen auf nationaler und regionaler Ebene in der Europäischen Gemeinschaft.
- THRÄN, D.; PFEIFFER, D. (Hrsg.) (2013): Methodenhandbuch – Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagas-effekte. Schriftenreihe des Förderprogramms “Energetische Biomassenutzung” – Band 4.
- URBAN, W.; LOHMANN, H.; GIROD, K.; DACHS, G.; ZACH, C. (2009): Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und -einspeisung in das Erdgasnetz. Beseitigung technischer, rechtlicher und ökonomischer Hemmnisse bei der Einspeisung biogener Gase in das Erdgasnetz zur Reduzierung klimarelevanter Emissionen durch Aufbau und Anwendung einer georeferenzierten Datenbank.
- VDI [VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE E.V.] (2000): Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen und Kostenberechnung, VDI 2067.



## Regelenergiemarkt für kleine Gülleanlagen

Rolf Jung<sup>1</sup>, Andreas Weger<sup>1</sup>, Manfred Götz<sup>2</sup>

**Vorhaben:** Flex 75 – Anwendung der Flexibilitätsprämie für Gülleanlagen (< 75 kW<sub>el</sub>)

**FKZ-Nr.:** 03KB0680

**Laufzeit:** 01.07.2013 – 30.06.2014

**Zuwendungssumme:** 75.000 €

**Koordination:**

<sup>1</sup> Fraunhofer UMSICHT – Institutsteil Sulzbach-Rosenberg  
An der Maxhütte 1, 92237 Sulzbach-Rosenberg

**Projektpartner:**

<sup>2</sup> Maschinenringe Deutschland GmbH, LandEnergie  
Ottheinrichplatz A117, 86633 Neuburg a. d. Donau

OmniCert GmbH  
Kaiser-Heinrich-II.-Str. 7, 93077 Bad Abbach

**Kontakt:**

Rolf Jung (Projektleiter)  
Telefon: +49 (9661) 908434  
E-Mail: rolf.jung@umsicht.fraunhofer.de

**Rolf Jung (Projektleiter):**

*Erleichterungen in Bezug auf emissionschutzrechtliche Anforderungen wären für viehhaltende Betriebe, die ihre Gülle in Biogasanlagen behandeln, hilfreich. Gerade durch Kapitalanlagen in Form von Bauherrenmodellen könnten im Bereich der kleinen güllebetonten Biogasanlagen weitere Kostensenkungspotenziale ausgeschöpft werden. Regelenergievermarktung (negative Sekundärregelung) kann die Wirtschaftlichkeit von Gülleanlagen weiter verbessern. Eine steigende Nachfrage nach kleinen Güllebiogasanlagen würde zudem positive Klimaeffekte durch dezentrale Güllevergärung bewirken.*



## Zusammenfassung

Bei der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2012) wurde die Markt- und Flexibilitätsprämie eingeführt. Bisher ergab sich die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen aus möglichst hohen jährlichen Betriebsstunden, ohne Berücksichtigung des angebotenen oder nachgefragten Strombedarfs. Die Markt- und Flexibilitätsprämie sollte einen Anreiz zur bedarfsgerechten Stromproduktion liefern.

Um das theoretische Potenzial von kleinen Gülleanlagen (< 75 kW) für die flexible Stromerzeugung nutzbar machen zu können, wurde im Rahmen einer wirtschaftlichen Gesamtbetrachtung von zwei ausgewählten Gülleanlagen, die technische Nachrüstung und die erzielbaren Mehrerlöse durch Teilnahme in der Direktvermarktung bewertet.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung wurde für drei Varianten durchgeführt. Variante I und II sind 75 kW-Kleinanlagen, allerdings wird bei Variante II durch Reduzierung der Maismenge eine BHKW-Leistung von nur 50 kW erzeugt. Theoretisch steht mit dem bestehendem 75 kW-BHKW und einem Gasspeicher damit eine Zusatzleistung von 25 kW zur Verfügung. Variante III ist eine 40 kW-Gülleanlage, bei der durch Nachrüstung eines Gasspeichers ein zweites BHKW mit einer Zusatzleistung in Höhe von 35 kW installiert werden kann.

Da die Erlöse je nach Direktvermarktungsmodell variieren, erfolgte eine Unterteilung der jeweiligen Varianten in vier Szenarien: EEG-Einspeisevergütung, Marktprämienmodell, Teilnahme am Regelenergiemarkt und flexible Fahrweise. Ziel war die Evaluierung eines wirtschaftlichen Betriebs und die Ermittlung der verfügbaren Mehrerlöse von kleinen Gülleanlagen in der Direktvermarktung.

Als Ergebnis der Sensitivitätsanalyse wurde eine starke Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von den Investitionskosten festgestellt. Die Gesamtkapitalrendite schlüsselfertiger 75 kW-Gülleanlagen mit Marktpreisen von über 550.000 € ist wirtschaftlich uninteressant.

Bei der geplanten Errichtung von Gülleanlagen spielt daher der Grad der Eigenleistung (sog. Bauherrenmodelle) eine entscheidende Rolle um die Investitionskosten gegenüber den Marktpreisen für schlüsselfertige Anlagen zu senken. Bei einer durchschnittlichen Reduzierung der Investitionskosten um 20 % ist von einem wirtschaftlichen Betrieb der Gülleanlagen auszugehen.

Die unterschiedlichen Szenarien der Direktvermarktung ergaben, dass der Regelenergiemarkt für kleine Gülleanlagen eine sehr interessante Vermarktungsmöglichkeit darstellt, da durch Regelenergievermarktung, je nach untersuchter Variante der Biogasanlagen, Mehrerlöse in Höhe von 2.700 – 5.000 €/a erzielt werden können.

Allerdings kann Regelenergie nur über einen bestehenden Anlagenpool vermarktet werden. Aufgrund der notwendigen hohen Anzahl kleiner Gülleanlagen und dem damit verbundenen Mehraufwand (Fernwirktechnik, Kommunikationseinheit), ist die Bereitschaft von Energiehändlern, kleine Anlagen in Pools aufzunehmen, als sehr gering anzusehen.

Das Szenario der Direktvermarktung mit Marktprämienmodell ist für die betrachteten Anlagenvarianten mit 75 kW bzw. 40 kW unter der Voraussetzung, dass die Investitionskosten um mind. 20 % reduziert werden, wirtschaftlich darstellbar. Die Teilnahme an der Regelenergievermarktung (negative Sekundärregelung) würde die Wirtschaftlichkeit der Anlagen weiter verbessern.

## Summary

With the amendment of the German Renewable Energy Sources Act (EEG 2012) a market and flexibility premium was introduced. Until now the economic viability of anaerobic digestion plants (AD) arises from preferably high annually operating hours, without taking into consideration the offered or requested power demand. The market and flexibility premium is meant to be an incentive for a demand-based power generation.

In order to exploit the theoretical potential of small manure AD plants (< 75 kW) for flexible power generation, the technical retrofitting and the additional revenue for two selected manure AD plants through direct marketing has been assessed by means of a profitability analysis.

The economic efficiency has been calculated for 3 options. For option I and II a 75 kW manure AD plant was assumed, whereas for option III the quantity of maize is reduced and thus the CHP power capacity decreases to 50 kW. Theoretically, with the existing 75 kW CHP and gas tank an additional power capacity of 25 kW is available. Option III is a 40 kW manure AD plant, in which by retrofitting of a gas tank a second CHP with an additional power capacity of 35 kW can be installed.

Due to the variation in the economic profitability caused by the individual direct marketing model, the different options were split up into four scenarios: EEG feed-in remuneration, direct marketing (market premium model), balancing energy market and flexible operation. The aim was to evaluate an economical operation and to calculate the additional revenue for small manure AD plants taking part in the direct marketing system.

As a result of the analysis a strong dependence of the feasibility on the investment costs was revealed. Turnkey manure AD plants with investment costs over 550.000 € are economically not viable.

With regard to the installation of a manure AD plant the degree of the plant owner's contribution plays a significant role for the reduction of the investment costs. With an average investment cost reduction of about 20 % an economical operation of the manure AD plants can be assumed.

Considering the different types of manure AD plants (option I, II, and III) and direct marketing scenarios, a participation in the balancing energy market can generate an additional profit of 2700 to 5000 € per year and thus represents an attractive marketing option for small manure AD plants.

However, balancing energy can only be marketed by pooling of existing plants. Due to the necessity of a high number of small manure AD plants and the involved efforts that this requires (tele control, communication unit) the willingness of energy traders to take up small AD plants is assumingly very low.

On condition that the investment costs are reduced at least by 20 %, the scenario of direct marketing within the market premium model is economically viable for the considered plant options 75 kW and 40 kW. Overall, taking part in the balancing energy market (negative secondary control power) can improve the economic situation of the AD plants.

## Hintergrund und Zielstellung

Nur eine standortangepasste Biogasanlage kann eine nachhaltige und dezentrale Energieversorgung unter Schaffung regionaler Wertschöpfungseffekte bei gleichzeitiger Akzeptanz gewährleisten. Die für viele ländliche Regionen wünschenswerten dezentralen Gülleanlagen bis zu einer Ausbaugröße von 75 kW sind bislang jedoch aufgrund wirtschaftlicher Unsicherheiten durch hohe Investitionskosten der schlüsselfertigen Anlagen und gesetzlichen Forderungen von 150 Tagen Verweilzeit in abgedeckten Endlagern, für Gülleanlagen die zusätzlich nachwachsende Rohstoffe einsetzen, nicht entstanden.

Bei der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2012) wurde die Markt- und Flexibilitätsprämie eingeführt. Bisher ergab sich die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen aus möglichst hohen jährlichen Betriebsstunden, ohne Berücksichtigung des angebotenen oder nachgefragten Strombedarfs. Die Flexibilitätsprämie sollte einen Anreiz zur bedarfsgerechten Stromproduktion liefern.

Projektziel war die Wirtschaftlichkeit von kleinen Biogasanlagen für verschiedene Szenarien der Direktvermarktung (Marktprämienmodell, Flexible Fahrweise und Regelenergiemarkt) gegenüber der EEG-Grundvergütung zu bewerten und damit die Fragestellung zu klären, ob kleine Biogasanlagen (Gülleanlagen < 75 kW) durch Teilnahme an der Direktvermarktung rentabler betrieben werden können.

Dazu wurden folgende Themenbereiche untersucht:

- Möglichkeiten der Erlössteigerung von Gülleanlagen durch die Direktvermarktung
- Wirtschaftliche Bewertung der verschiedenen Szenarien in der Direktvermarktung anhand von Wirtschaftlichkeitsberechnungen
- Sensitivitätsanalyse der durchgeführten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

## Methoden und Ergebnisse

Gülleanlagen (< 75 kW) sollen hinsichtlich ihrer Eignung zur Teilnahme an der Direktvermarktung bewertet werden. Da die BHKW-Leistung dieser Anlagen auf 75 kW begrenzt ist (§27b, EEG 2012), kann keine Installation eines zweiten BHKWs erfolgen. Damit ist nur die Nachrüstung eines Gasspeichers möglich und die Anlage kann für den Regelenergiemarkt nur negative Regelenergie anbieten. Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden für drei Varianten durchgeführt. Variante I und II sind 75-kW-Gülleanlagen (mit Gülle und Mais), allerdings wird bei Variante II durch Reduzierung der Maismenge eine BHKW Leistung von nur 50 kW erzeugt. Theoretisch steht mit dem bestehendem 75-kW-BHKW und einem Gasspeicher damit eine Zusatzleistung von 25 kW zur Verfügung. Variante III ist eine reine 40 kW-Gülleanlage, bei der durch Nachrüstung eines Gasspeichers ein zweites BHKW mit einer Zusatzleistung in Höhe von 35 kW installiert wird.

Tabelle 1 zeigt die jeweiligen Anlagenparameter der untersuchten Varianten.

Tabelle 1: Randparameter der untersuchten Anlagenvarianten

		Variante I 75 kW	Variante II 50+25 kW	Variante III 40+35 kW
<b>Anlagenspezifikation</b>				
Anlagenausführung nach §27b EEG	-	Gülle / Mais	Gülle / Mais	Gülle
Verweilzeit im gasdichten Gärrestlager	d	150	150	-
Fermenter	m <sup>3</sup>	620	620	640
Gärrestlager	m <sup>3</sup>	3.200	3.200	3.400
Volumen Gasspeicher für flexible Fahrweise (40 €/m <sup>3</sup> )	m <sup>3</sup>	68	276	329
Stromeinspeisung	kWh/a	593.198 530.724*	396.014	317.006
<b>Substrat</b>				
Rindergülle mit Futterresten (10 % TM)	t/a	3.000	3.000	3.440
Schweinegülle	t/a	3.000	3.000	3.440
Maissilage	t/a	750/590*	245	-
<b>BHKW</b>				
Elektrische Leistung	kW	75 / 67*	50	40
Zusatzleistung	kW	0 / 8*	25	35
Elektrischer Wirkungsgrad	%	35,2	35,2	32,4
Thermischer Wirkungsgrad	%	52,3	52,3	55,4
BHKW- & Trafoverluste	%	1,0	1,0	1,0

\* flexible Fahrweise

Unter der Voraussetzung, dass die Gülleanlagen in einem virtuellen Pool am Regelenergiemarkt teilnehmen können, sollen mögliche Mehrerlöse aus der Direktvermarktung den notwendigen Investitionskosten gegenübergestellt werden.

### Direktvermarktung für Gülleanlagen

Für die Anlagenvarianten werden im Folgenden die verschiedenen Möglichkeiten der Direktvermarktung dargestellt (siehe Abbildung 1). Auf der einen Seite die gesetzliche EEG-Vergütung (Szenario 1), auf der anderen Seite die drei Möglichkeiten der Direktvermarktung: Marktprämienmodell (Szenario 2), Regelenergiemarkt (Szenario 3) und flexible Fahrweise (Szenario 4).

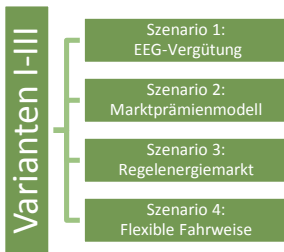


Abbildung 1: Gegenüberstellung der verschiedenen Möglichkeiten der Direktvermarktung

Die Direktvermarktung ermöglicht unterschiedliche Mehreinnahmen für die Stromeinspeisung, abhängig davon welche Vermarktungsstrategie gewählt wird.

Im Jahr 2014 betrug die EEG-Einspeisevergütung für kleine Gülleanlagen (§ 27b EEG) 24,01 Ct/kWh. Dieser Wert ergibt sich bei jährlich 2 % Degression aus dem Startwert von 25 Ct/kWh im Jahr 2012.

Im Marktprämienmodell (Szenario 2) setzt sich die Stromvergütung von 24,19 Ct/kWh aus der Summe der Marktprämie und dem Stromverkaufspreis EPEX Spot (3,78 Ct/kWh als Monatsmittelwert für das Jahr 2013) abzüglich des Anteils der Managementprämie für den Stromvermarkter (30 % von 0,25 Ct/kWh) zusammen.

Eine weitere Möglichkeit der Direktvermarktung ist die Teilnahme am Regelenergiemarkt (Szenario 3) durch Integration der Biogasanlage in ein virtuelles Kraftwerk (sog. Kraftwerkspool). Biogasanlagen sind technisch in der Lage sowohl Minuten- (MRL) als auch Sekundärreserveleistung (SRL) zu erbringen. Biogasanlagen, die trotz ihrer Fahrweise im Grundlastbetrieb Biogas speichern können, sind in der Lage negative Sekundärregel- oder Minutenreserveleistung anbieten zu können. Bei Abruf von negativer Regelenergie wird die Leistung der Anlage gedrosselt oder das BHKW ausgeschaltet. Durch die Bereitstellung der Anlage im Regelenergiemarkt wird eine Bereitschaftsvergütung, der sogenannte Leistungspreis bezahlt. Bei Überspeisung der Stromnetze, z. B. durch erhöhte Produktion von Wind-



und Solarstrom, wird die Leistung der Anlage gedrosselt und zusätzlich zum Leistungspreis wird ein Arbeitspreis bezahlt. Da durch negative SRL ein höherer Mehrerlös erzielbar ist, wurde für Szenario 3 (Regelenergiemarkt) nur negative SRL berücksichtigt. Die Kosten einer Fernwirkeinrichtung belaufen sich auf ca. 2.000 €.

Durch die Teilnahme an der negativen Regelenergievermarktung ist beim Stromverkauf ein zusätzlicher Mehrerlös gegenüber dem Marktprämienmodell von 0,85 Ct/kWh bzw. von 67,20 €/kW\*a installierter BHKW Regelleistung möglich. Damit kann eine Stromvergütung in Höhe von 25,03 Ct/kWh erzielt werden.

Bei der flexiblen Fahrweise (Szenario 4) ist die Höhe der Stromvergütung abhängig von der installierten Zusatzleistung (Flexibilitätsprämie) und der erzielbaren Mehrerlöse aus dem Stromverkauf an der Börse. Für die bedarfsorientierte Stromspeisung wird vom Stromhändler ein Fahrplan zum optimierten Einsatz der Biogasanlage festgelegt. In Abbildung 2 ist ein beispielhafter Fahrplan für Variante II dargestellt.

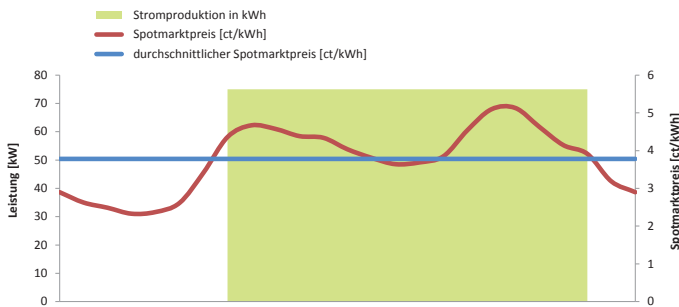


Abbildung 2: Flexible Stromspeisung nach Fahrplan für Variante II (50+25 kW)

Dabei wird vorzugsweise zu hochpreisigen Zeiten Strom ins Netz eingespeist und zu Niedrigpreiszzeiten der Gasspeicher gefüllt. Für die bedarfsgerechte Stromerzeugung muss die Biogasanlage in der Lage sein flexibel Strom zu erzeugen, damit ist meist der Zubau eines Gasspeichers erforderlich. Die Größe des Gasspeichers errechnet sich über die Rohbiogasmenge, die pro Stunde und Kilowatt Zusatzleistung über eine definierte Speicherdauer aufgenommen werden muss. Ferner muss durch ein Umweltgutachten die technische Eignung für den flexiblen Betrieb bescheinigt werden. Die Kosten hierfür belaufen sich auf ca. 2.500 €. Außerdem gestattet die flexible Fahrweise eine Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie gemäß § 33i EEG2012 für die Dauer von 10 Jahren. Den Einnahmen aus der Flexibilitätsprämie stehen Investitions- und Wartungskosten für ein zweites BHKW und den notwendigen Zubau eines Gasspeichers gegenüber.

Im Rahmen der flexiblen Fahrweise können je nach Fahrplan Stromvergütungen in Höhe von 24,51 Ct/kWh für Variante I, 24,95 Ct/kWh für Variante II und 25,10 Ct/kWh für Variante III erzielt werden.

Tabelle 2 fasst die erzielbaren Vergütungssätze differenziert nach den verschiedenen Möglichkeiten der Direktvermarktung zusammen.

Tabelle 2: Erzielbare Vergütungen in der Direktvermarktung

Vergütungshöhe in [Ct/kWh]	EEG- Einspeise- vergütung	Markt- prämien- modell	Regel- energie- markt	Flexible Fahrweise		
				Var. I	Var. II	Var. III
EEG Vergütung (Inbetriebnahme 2014)	24,01					
Monatsmittelwert EPEX Spot 2013		3,78	3,78	3,78		
Stromverkauf Börse		3,78	4,63	Var. I	Var. II	Var. III
				4,11	4,55	4,70
Referenzmarktwert		3,53	3,53	3,53		
Managementprämie $P_M$		0,25	0,25	0,25		
Aufteilung $P_M$ Stromhändler		0,08	0,08	0,08		
Marktprämie		20,48	20,48	20,48		
Stromvergütung	24,01	24,19	25,03	Var. I	Var. II	Var. III
				24,51	24,95	25,10

### Wirtschaftlichkeitsanalyse

In Anlehnung an den KTBL-Biogasrechner (KTBL 2014) und der VDI-Richtlinie 2067 (VDI 2012) wurde für die Wirtschaftlichkeitsanalyse ein Excel-Berechnungsmodell verwendet. Das Excel-Tool hat folgenden Aufbau:

- Anlagenparameter
- Substratkosten
- Nutzungsdauer (Abschreibung)
- Investitionskosten
- Betriebskosten (Wartung, Reparatur, Versicherung)
- Kapitalkosten (Annuität)
- Erlöse (Strom- und Wärmenutzung, Flexibilitätsprämie)

In der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurden neben den Investitions- und Betriebskosten, die jährlichen Kapitalkosten und die Erlöse aus der Strom- und Wärmenutzung aufgeführt. Die Ermittlung der Investitionskosten erfolgte hierbei ausgehend von Marktpreisen für schlüsselfertige Anlagen und dem KTBL Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas. Die Abschreibungsdauer zur Ermittlung der Kapitalkosten beträgt 20 Jahre für die Bautechnik, 10 Jahre für die Maschinen- und EMSR-Technik und 7 Jahre für den BHKW Motor. Als Fremdfinanzierung wurden 100 % angenommen. Der Zinssatz beläuft sich auf 4 %.

Tabelle 3 fasst die wichtigsten Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung exemplarisch für Variante III zusammen.

Tabelle 3: Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung für Variante III (Gülleanlage mit 40+35 kW)

Variante III (40+35 kW) in [€/a]	Szenario 1: EEG-Vergütung	Szenario 2: Marktprämien- modell	Szenario 3: Regelenergiemarkt	Szenario 4: Flexible Fahrweise
<b>Investitionskosten</b>				
Bautechnik	361.514	361.514	361.514	361.514
Maschinentechnik	10.240	10.240	10.240	10.240
EMSR-Technik	23.200	23.200	23.200	23.200
BHKW	59.920	59.920	59.920	59.920
<b>Zusatzinvestition Direktvermarktung</b>				
Gasspeicher				13.149
BHKW 2				52.430
Fernwärkeinrichtung			2.000	
Umweltgutachter				2.500
<b>Nebenkosten</b>				
Planung- und Genehmigung (10 %)	45.487	45.487	45.687	52.045
<b>Summe</b>	<b>500.361</b>	<b>500.361</b>	<b>502.561</b>	<b>574.998</b>
<b>Betriebskosten</b>				
Substrat				
Wartung (2 %)	9.098	9.098	9.138	10.459
Wartung BHKW	4.755	4.755	4.755	4.755
Strom	6.340	6.340	6.340	6.340
Lohn/Personal	7.290	7.290	7.290	7.290
Versicherung (1 %)	2.274	2.274	2.284	2.615
Laboranalysen	400	400	400	400
<b>Summe</b>	<b>30.157</b>	<b>30.157</b>	<b>30.207</b>	<b>31.859</b>
<b>Kapitalkosten</b>				
Bautechnik	26.601	26.601	26.601	27.568
Maschinentechnik	1.262	1.262	1.262	1.262
EMSR-Technik	2.860	2.860	3.107	2.860
BHKW	7.821	7.821	7.821	14.664
Planung und Genehmigung	3.347	3.347	3.362	4.014
<b>Summe</b>	<b>41.891</b>	<b>41.891</b>	<b>42.153</b>	<b>50.369</b>
<b>Erlöse</b>				
Stromeinspeisung	76.113	76.668	79.356	79.569
Wärmeverkauf	2.738	2.738	2.738	2.738
Flexibilitätsprämie	0	0	0	4.526
Summe	78.851	79.405	82.093	86.832
<b>Gesamt</b>				
<b>Jahresergebnis</b>	<b>6.802</b>	<b>7.357</b>	<b>9.734</b>	<b>4.605</b>

Beim Vergleich der Vergütungsszenarien in der Direktvermarktung führt die Teilnahme am Regelleistungsmarkt (negative Regelleistung) bei allen Modellanlagen zu den höchsten Jahresergebnissen.

Die flexible Fahrweise (Szenario 4) weist das schlechteste Jahresergebnis auf, da die Kapitalkosten der Zusatzinvestitionen (BHKW, Gasspeicher) die Erlöse aus Stromspeisung und Flexibilitätsprämie übersteigen. Generell lässt sich feststellen, dass auch kleine Gülleanlagen durch die Direktvermarktung wirtschaftliche Vorteile gegenüber der EEG-Vergütung erzielen können. Am lukrativsten erscheint die Teilnahme am Regelleistungsmarkt.

### Sensitivitätsanalyse

Um die Frage zu klären, ob die auf dem Markt vorgegebenen hohen Investitionskosten schlüsselfertiger Anlagen ein Grund für die Zurückhaltung beim Neubau von Gülleanlagen sind (geringe Rendite), wurde beim Variantenvergleich auch eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Die Sensitivitätsanalyse soll die maßgeblichen Einflussgrößen auf das erzielbare Jahresergebnis identifizieren. Dazu erfolgte in der Sensitivitätsanalyse eine Variation (-30 % bis +30 %) der Parameter Investitionskosten, Zinssatz und Wärmenutzungsgrad. In Abbildung 3 ist die relative Änderung des Jahresergebnisses bei Variation der o. g. Eingangsvariablen exemplarisch für Anlagenvariante III – Szenario 2 dargestellt.

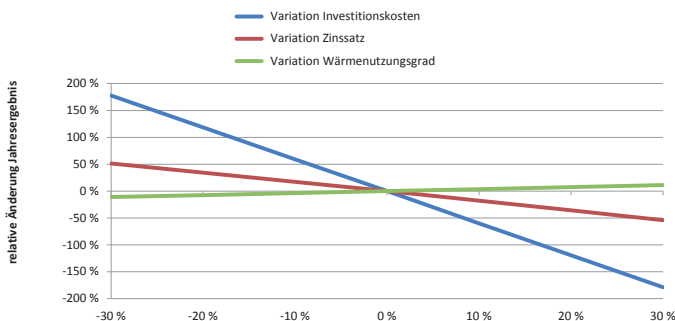


Abbildung 3: Sensitivitätsanalyse Variante III (40+35 kW) - Szenario 2

Wie Abbildung 3 erkennen lässt, üben die Investitionskosten den größten Einfluss auf das Betriebsergebnis (ersichtlich an der Geraden mit der höchsten Steigung) und damit die Gesamtkapitalrendite aus.

Bei einer Verringerung der Investitionskosten um ca. 20 % in Form von vermehrter Eigenleistung (sog. Bauherrenmodell) kann das Jahresergebnis um 118 % gesteigert und damit die Gesamtkapitalrendite nahezu verdoppelt werden.

Im Vergleich zu den Investitionskosten führt die Variation der Parameter Zinssatz bzw. Wärmenutzungsgrad nur zu geringen Veränderungen im Jahresergebnis.

## Fazit

Durch die Direktvermarktung kann mit Ausnahme der flexiblen Fahrweise eine höhere Wertschöpfung beim Betrieb von kleinen Gülleanlagen gegenüber der EEG-Vergütung erreicht werden. Die Zusatzerlöse aus der flexiblen Stromvermarktung und der Flexibilitätsprämie können die entstehenden Mehrkosten der technischen Umrüstung jedoch nicht aufwiegen. Die Investitionskosten der Anlagen üben den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit aus. Neben einem günstigen Finanzierungsmodell spielt daher die Kostenminimierung eine bedeutende Rolle. Um die Gesamtkapitalrendite von kleinen Gülleanlagen zu verbessern, muss über eine Reduzierung der Investitionskosten nachgedacht werden. Schlüssel-fertige Anlagen weisen hier zu hohe Investitionskosten auf.

## Literatur

KTBL (2014): Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V., KTBL-Wirtschaftlichkeitsrechner-Biogas, <http://daten.ktbl.de/biogas>, 12/2014.

VDI (2012): Verein Deutscher Ingenieure, VDI-Richtlinie 2067 – Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen und Kostenberechnung, September 2012.

## Die Schriftenreihe des Förderprogramms



- 20 Effizient, umweltverträglich, dezentral. Neue Konzepte für die Nutzung von biogenen Festbrennstoffen Teil 3, 2015
- 19 Neue Wege zur Prozessoptimierung in Biogasanlagen Teil 3, 2015.
- 18 Meilensteine 2030 - Elemente und Meilensteine für die Entwicklung einer tragfähigen und nachhaltigen Bioenergiestrategie, 2015
- 17 Effizient, umweltverträglich, dezentral. Neue Konzepte für die Nutzung von biogenen Festbrennstoffen Teil 2, 2014
- 16 Neue Wege zur Prozessoptimierung in Biogasanlagen Teil 2, 2014.
- 15 Festschrift - Konferenz 5 Jahre Förderprogramm „Energetische Biomassennutzung“: Wege zur effizienten Bioenergie, 2014.
- 14 Messen und Bilanzieren an Holzvergasungsanlagen (in Vorbereitung).
- 13 Alternative Verfahren zur Herstellung von Biokraftstoffen aus Reststoffen, 2013.
- 12 Effizient, umweltverträglich, dezentral. Neue Konzepte für die Nutzung von biogenen Festbrennstoffen Teil 1, 2013.
- 11 Neue Wege zur Prozessoptimierung in Biogasanlagen Teil 1, 2014.
- 10 Grünlandenergie. Praxishinweise für die Entwicklung von Gras und Schilf basierten Nutzungskonzepten zur Energiegewinnung, 2013.
- 09 Konferenzband Energetische Biomassennutzung: Neue Technologien und Konzepte für die Bioenergie der Zukunft, 2013.
- 08 Messmethodensammlung Feinstaub: Methodenvorschlag zur Feinstaubmessung an Feuerungsanlagen für feste biogene Brennstoffe, 2014.
- 07 Messmethodensammlung Biogas: Methoden zur Bestimmung von analytischen und prozessbeschreibenden Parametern im Biogasbereich, 2012.
- 06 Brückenschlag nach Osteuropa: Biomassepotenziale und -nutzungsoptionen in Russland, Weißrussland und der Ukraine, 2012.





[www.energetische-biomassenutzung.de](http://www.energetische-biomassenutzung.de)

ISSN: 2199-2762

Gefördert durch



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

Projektträger



Projektträger Jülich  
Forschungszentrum Jülich

Programmbegleitung



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages