

Kleine-Möllhoff, Peter; Dürr, Claudio

Working Paper

Ökonomische und ökologische Betrachtungen zur Erhöhung der Methanausbeute von Biogasanlagen

Reutlinger Diskussionsbeiträge zu Marketing & Management, No. 2016-01

Provided in Cooperation with:

ESB Business School, Hochschule Reutlingen

Suggested Citation: Kleine-Möllhoff, Peter; Dürr, Claudio (2016) : Ökonomische und ökologische Betrachtungen zur Erhöhung der Methanausbeute von Biogasanlagen, Reutlinger Diskussionsbeiträge zu Marketing & Management, No. 2016-01, Hochschule Reutlingen, ESB Business School, Reutlingen, <https://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:21-dspace-723504>

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/147021>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Peter Kleine-Möllhoff / Claudio Dürr

Ökonomische und ökologische Betrachtungen zur Erhöhung der Methanausbeute von Biogasanlagen

Reutlinger Diskussionsbeiträge zu Marketing & Management
Reutlingen Working Papers on Marketing & Management

herausgegeben von Carsten Rennhak & Gerd Nufer

Nr. 2016 - 01



Hochschule Reutlingen
Reutlingen University



Prof. Peter Kleine-Möllhoff

Hochschule Reutlingen

ESB Business School

Produktion, Nachhaltige Technologien

Alteburgstraße 150

72762 Reutlingen

Fon: +49 (0)7121 / 271-5009

Fax: +49 (0)7121 / 271-905009

Email: peter.kleine-möllhoff@reutlingen-
university.de



Claudio Dürr

Student und Wissenschaftliche Hilfskraft

M.Sc. Dezentrale Energiesysteme und
Energieeffizienz

Fakultät Technik (TEC) und

ESB Business School

Hochschule Reutlingen

Fon: +49 (0)176 / 62540198

Email: claudio.duerr@gmail.com

Abstract

Wie kann der erhöhte Anteil durch Photovoltaik und Windkraft fluktuierend erzeugter Energie im Stromnetz ausgeglichen werden? Biogas- und Biomethananlagen sind interessante technologische Lösungen zur Stabilisierung des Stromnetzes. Die Umsetzung der Biomasse zu Methan erfolgt aber aufgrund von Wasserstoffmangel im Biogasreaktor nicht vollständig. Daher werden derzeit verschiedene Ansätze verfolgt, die verwertbare Gasausbeute zu erhöhen.

In der vorliegenden Arbeit wird untersucht, welche Möglichkeiten zur Erhöhung der Methan- ausbeute von Biogasanlagen bestehen und wie sich diese ökologisch und wirtschaftlich darstellen. Zunächst werden der aktuellen Forschungs- und Entwicklungsstand zur Erhöhung der Methan- ausbeute in Biogasanlagen dargestellt und die verschiedenen Prozesse der Wasserstoffherstellung und Methanisierung beschrieben. In einem Vergleich werden die vorteilhaftesten Verfahren dargestellt. Diese bilden die Grundlage für die ökologischen und ökonomischen Betrachtungen zu vier ausgewählten Szenarien. Für das wirtschaftlich vorteil- hafteste Szenario wird das CO₂-Minderungspotential auf den gesamtdeutschen Markt skaliert. Abschließend werden der weitere Forschungs- und Entwicklungsbedarf in dem Themengebiet ermittelt, sowie politische Rahmenbedingungen und deren Auswirkungen auf die Biogas- technologie kritisch beleuchtet.

Ökonomische und ökologische Betrachtungen zur Erhöhung der Methanausbeute von Biogasanlagen

Projektarbeit im Studienfach Umweltaspekte der Energieumwandlung
unter der Leitung von Prof. Peter Kleine Möllhoff
im Master of Science der dezentralen Energiesysteme und Energieeffizienz
an der Fakultät Technik der Hochschule Reutlingen

Autoren:

Peter Kleine-Möllhoff
Claudio Dürr

September 2016

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	iii
Tabellenverzeichnis.....	iii
Abkürzungsverzeichnis	iv
1 Einleitung.....	1
2 Problemstellung	2
3 Aufgabenstellung und Zielsetzung	3
4 Vorgehensweise und Methodik.....	4
5 Stand der Technik	5
5.1 Der Biogasprozess	5
5.2 Die Wasserstoffbereitstellung.....	6
5.3 Der Methanisierungsprozess.....	8
5.4 Aktuelle Forschungs- und Entwicklungsprojekte.....	8
6 Ökonomische und Ökologische Betrachtung.....	11
6.1 Berechnungsgrundlagen für die Szenarien	11
6.2 Berechnung Szenario 1 (Biogasanlage ohne BHKW, ohne Methanisierung).....	13
6.3 Berechnung Szenario 2 (Biogasanlage mit BHKW, ohne Methanisierung)	14
6.4 Berechnung Szenario 3 (Biogasanlage ohne BHKW, mit Methanisierung)	15
6.5 Berechnung Szenario 4 (Biogasanlage mit BHKW, mit Methanisierung).....	16
6.6 Skalierung der CO ₂ -Emissionen auf den gesamten deutschen Markt	18
7 Vergleich und Diskussion der Ergebnisse	19
8 Bestehende und künftige Forschungsfragen	21
9 Zusammenfassung und Ausblick	22
Literaturverzeichnis.....	v

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Prozessmodell Biogas	5
Abbildung 2: Prozessschaubild einer Biogasanlage ohne BHKW, ohne Methanisierung.....	13
Abbildung 3: Prozessschaubild einer Biogasanlage mit BHKW, ohne Methanisierung	14
Abbildung 4: Prozessschaubild einer Biogasanlage ohne BHKW, mit Methanisierung	15
Abbildung 5: Prozessschaubild einer Biogasanlage mit BHKW, mit Methanisierung.....	16

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Gegenüberstellung technischer Daten von AEL und PEMEL	7
Tabelle 2: Übersicht aktueller Forschungs- und Entwicklungsprojekte im Bereich PtG	10
Tabelle 3: Wertermittlung für die Berechnung des Szenario 1	13
Tabelle 4: Wertermittlung für die Berechnung des Szenario 3	16
Tabelle 5: Wertermittlung für die Berechnung des Szenario 4	17
Tabelle 6: Vergleich der Szenarien anhand der ermittelten Kennzahlen	19

Abkürzungsverzeichnis

°C	Grad Celsius
a	Jahr
AEL	Alkalische Elektrolyse
BHKW	Blockheizkraftwerk
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
el	elektrisch
h	Stunde
H ₂	Wasserstoff
kg	Kilogramm
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
m ³	Kubikmeter
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt
η	Eta (Wirkungsgrad)
Nm ³	Normkubikmeter
PtG	Power-to-Gas
PEMEL	Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse
t	Tonne
th	thermisch

1 Einleitung

Die steigende Nachfrage nach elektrischer Energie, ökologische Herausforderungen und die daraus resultierende Energiewende haben in den letzten Jahrzehnten zu zahlreichen innovativen Entwicklungen und Strategien, jedoch auch zu neuen Problemen und Herausforderungen im Energiemarkt geführt. Zahlreiche Förderungen und Richtlinien verhalfen den erneuerbaren Energien zu einer ungeahnten und rasanten Marktdurchdringung.¹ Als Schlüsseltechnologien für die Erreichung der Projektziele „Europa 2020“ werden unter anderem Erzeugungsanlagen ohne konstantes Einspeisemuster wie z.B. Photovoltaik oder Windkraft gesehen. Deren fluktuierende Erzeugung kann durch Kraftwerke mit konstanter Erzeugung wie Laufwasserkraftwerke oder Biogasanlagen ausgeglichen werden.²

Prinzipiell können Biogasanlagen Energie über zwei verschiedene Wege zur Verfügung stellen. Einerseits kann das bei der Vergärung entstehende Rohbiogas nach einer anschließenden Konditionierung dem Erdgasnetz zugeführt werden. Alternativ kann durch Verbrennung des produzierten Gases in einem dezentralen Blockheizkraftwerk (BHKW) vor Ort die Lieferung von thermischer und elektrischer Energie erfolgen.

Da Biogasanlagen gleichmäßige Einspeisung, Wetterunabhängigkeit sowie ein hohes Maß an Flexibilität sowohl auf thermischer als auch elektrischer Seite aufweisen, können sie maßgeblich zur Stabilisierung der Netzfrequenz von 50 Hertz beitragen. Dementsprechend sind sie auch in der Lage, am Regelenergiemarkt teilzunehmen. Durch §2 Nr.1 des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) muss Energie, die in einer Biogasanlage erzeugt wird, vorrangig vom Netzbetreiber abgenommen werden³. Dadurch stehen Biogasanlagen gemäß der Merit-Order nicht in Konkurrenz zu konventionellen Kraftwerken wie Gas- und Dampfkraftwerken, welche ebenfalls Ausgleichsenergie anbieten könnten.

Da der Ausbau der fluktuierenden Energieerzeugungsanlagen weiter vorangeht, steigt auch der Bedarf an ausgleichender Regelenergie. Da Biogasanlagen diesen Ausgleich erfüllen können, werden in der vorliegenden Arbeit die Möglichkeiten für eine Erhöhung der Methanausbeute eruiert und ökologisch sowie ökonomisch bewertet.

¹ vgl.: (Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2011)

² vgl.: (Quaschnig, 2015, S. 375)

³ vgl.: (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2014)

2 Problemstellung

Wird zur Deckung des steigenden elektrischen Energiebedarfs in Zukunft vermehrt auf Bioenergie zurückgegriffen und der Ausbau von Biogasanlagen voran getrieben, so ergeben sich zunächst naheliegende Herausforderungen wie der erhöhte Flächenbedarf zum Anbau von Biomasse. Da die Energiedichte von Biomasse sehr gering ist, fällt der Flächenbedarf sehr hoch aus. Zudem stellt sich die Frage, ob Landwirtschaftliche Nutzflächen und die darauf angepflanzten Energiepflanzen wie Mais und Raps dem energetischen Nutzen anstelle des Nutzens der Nahrungsmittelversorgung vorgezogen werden dürfen. Neben diesen ethischen Grundsatzfragen müssen aber auch ökologischen und ökonomischen Themen beim Betrieb von Biogasanlagen betrachtet werden.

Die Verbrennung von Biogas in BHKWs zur Energiebereitstellung ist heute bereits sehr effizient. Aber auch Biogasanlagen mit Biogasaufbereitung und direkter Einspeisung ins Gasnetz können effizient betrieben werden.

In diesen beiden Fällen der Biogasverwertung kann die Methanausbeute erhöht werden, indem das in einer Biogasanlage in großen Mengen entstehende Kohlenstoffdioxid (CO_2) durch die Zugabe von Wasserstoff (H_2) methanisiert wird. Dieser Prozess bietet einen großen Optimierungsspielraum. Die Problemstellungen der Methanisierung des überschüssigen CO_2 in Biogasanlagen werden in dieser Arbeit erörtert.

3 Aufgabenstellung und Zielsetzung

Die Rolle der Biogasanlagen als Ausgleichssysteme für fluktuierende Energieerzeuger und die Möglichkeit, das klimaschädliche CO₂ in weiteren Prozessen nutzen zu können, machen die Forschung an der Methanisierung zu einem spannenden Themengebiet.

Die Aufgabenstellungen im Rahmen dieser Projektarbeit bestanden darin, den aktuellen Stand der Kenntnisse zur Methanisierung von Biogas technisch, ökologisch und ökonomisch zu evaluieren und den möglichen Beitrag für ein stabiles Energieversorgungssystem zu untersuchen.

Zunächst sind verschiedene Power-to-Gas (PtG)-Anwendungen zu recherchieren und deren Vor- und Nachteile darzustellen. Weiterhin ist der aktuelle Forschungsstand zur Methanisierung eruiert und bestehende Schwierigkeiten zu erörtern.

Darüberhinaus sollen die Auswirkungen der Methanisierung auf die Umwelt und Fragestellung nach Energie- und Kosteneinsparungspotenzialen untersucht werden. Dazu gehört auch eine explizite Betrachtung der CO₂-Minderung und eine Extrapolation auf den gesamten deutschen Markt.

Anhand einer Referenzanlage sind verschiedene Szenarien zur Verwendung von Methanisierung darzustellen. Die Szenarien müssen der Aufgabenstellung gerecht werden und Antworten bzw. Lösungskonzepte auf die eröffneten Fragestellungen bieten.

4 Vorgehensweise und Methodik

Für die Beantwortung der Forschungsfragen wurde eine Sekundäranalyse durchgeführt. Zunächst wurde eine ausführliche Primär- und Sekundärliteraturrecherche im deutschsprachigen Raum durchgeführt um ein möglichst breit gefächertes Wissen über den aktuellen Technologiestand zum Thema Methanisierung bei Biogasanlagen zu erlangen. Da das Themengebiet der Energiewende im ständigen Wandel ist und stetig technische Neuerungen veröffentlicht werden, wurde für die Recherche hauptsächlich auf Onlinemedien zurückgegriffen.

Der aktuelle und in der vorliegenden Arbeit beschriebene Technologiestand umfasst den Biogasprozess im Allgemeinen und dessen optimale Betriebsbedingungen. Für die Ermittlung eines flexiblen und dezentral anwendbaren Verfahrens zur Wasserstoffherstellung wurden verschiedene Technologien verglichen und deren Vor- und Nachteile untersucht. Die Auswahlbegründung wurde anhand recherchierter Forschungs- und Entwicklungsprojekte, welche bereits verwertbare Ergebnisse hervorgebracht haben, untermauert. Zudem wurde ein Interview mit einem Experten der Firma MicrobEnergy GmbH durchgeführt. Das Forschungsprojekt der MicrobEnergy GmbH ist in Kapitel 5.4 genauer beschrieben. Die Erkenntnisse daraus bilden die Grundlage für die in Kapitel 6 beschriebenen und berechneten Szenarien. Weitere Projekte zum Thema Biogas sind tabellarisch zusammengefasst und aufgeführt.

Die für die Berechnungen allgemeingültigen Werte und die Grundannahmen für alle betrachteten Szenarien sind in Kapitel 6.1 aufgeführt. Die für die einzelnen Szenarien spezifischen Basisinformationen für die Berechnungen werden in den jeweiligen Folgekapiteln beschrieben. In einer kritischen Reflektion werden einzelne Werte und Grundannahmen variiert, um die Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen untersuchten Biogasanlagentypen zu eruieren.

Abschließend werden aktuelle und zukünftige Forschungsfragen benannt.

5 Stand der Technik

5.1 Der Biogasprozess

Bei Biogas handelt es sich um eine erneuerbare Form der Energieumwandlung aus Biomasse. Es wird bei dem mikrobiologischen Abbau von organischen Substanzen durch Bakterien gewonnen.⁴ Für eine optimale Methanausbeute müssen geeignete Milieubedingungen für die Bakterien vorliegen. Dabei spielen Prozesstemperaturen, Feuchtigkeitsgehalt, pH-Wert sowie eine ausreichende Nährstoffversorgung der Bakterien mit einem ausgewogenen Kohlenstoff-/Stickstoff-Verhältnis eine wichtige Rolle. Unter Licht- und Luftabschluss ist der Prozess am effektivsten. Neben der optimalen Abstimmung der Anlagentechnik und deren Steuerung und Regelung ist die Qualität und Zusammensetzung des verwendeten Substrats für eine dauerhaft hochwertige Biogasproduktion ausschlaggebend.⁵ Die Entstehung des verwertbaren Biogases läuft in den vier Prozessschritten Hydrolyse, Acidogenese, Acetogenese und Methanogenese ab.⁶ Abbildung 1 zeigt das Prozessmodell der Entstehung von Biogas aus Substrat.

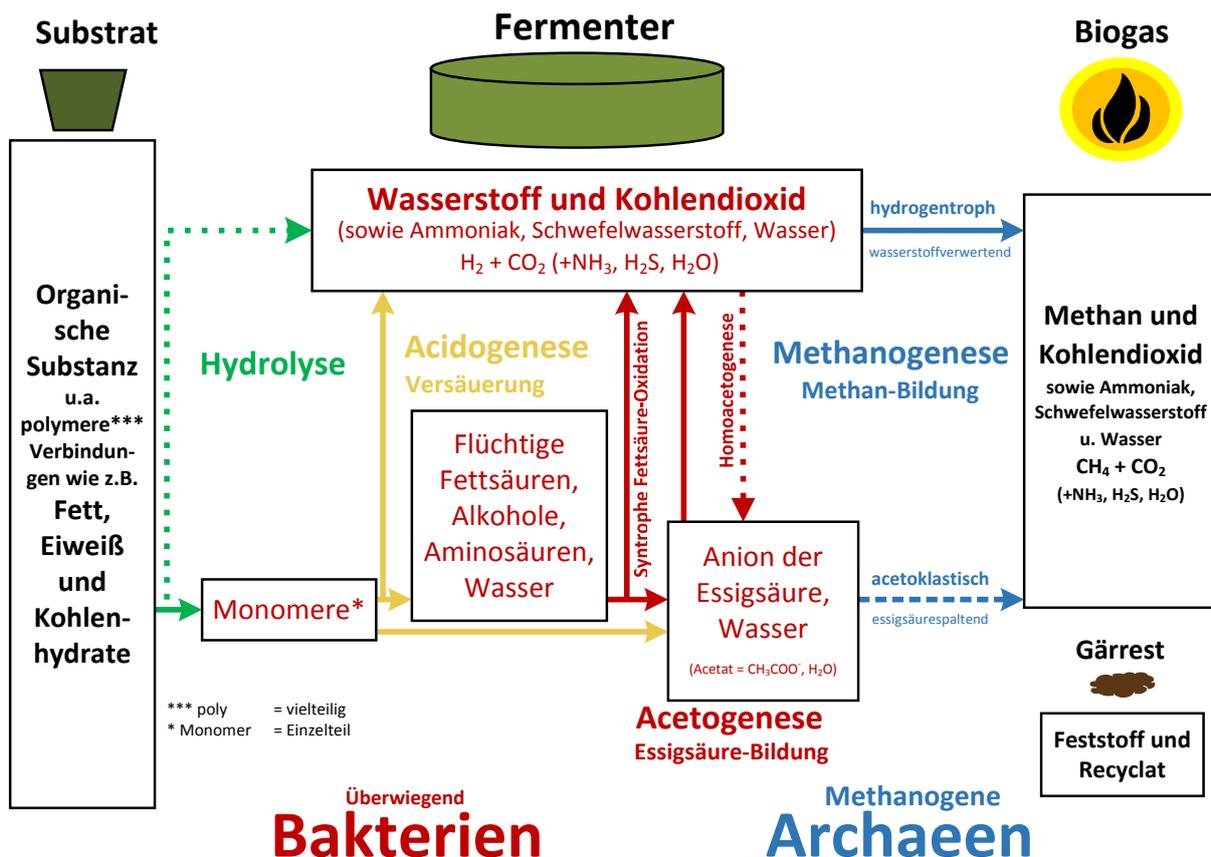


Abbildung 1: Prozessmodell Biogas⁷

⁴ vgl.: (Quaschnig, 2015, S. 375)

⁵ vgl.: (Rosenwinkel, Kroiss, Dichtl, Seyfried, & Weiland, 2015, S. 675 ff.)

⁶ vgl.: (Wesselak, Schabbach, Link, & Fischer, 2013, S. 498 ff.)

⁷ vgl.: (Schieder, et al., 2010, S. 1)

Biogas besteht überwiegend zu ca. 50 % aus CO₂ und ca. 50 % aus Methan (CH₄). Dazu kommen einige Spurengase.⁸ Während der Methanogenese werden rund 70 % des CH₄-Anteils am Biogas aus der Essigsäure gewonnen. Die restlichen 30 % entstehen durch die Methanisierung von CO₂ und H₂. Da die Bildung von Essigsäure während der Acetogenese durch H₂ gehemmt wird, ist eine H₂-Zugabe zur Erhöhung der Methanausbeute durch Methanisierung in einer zweistufigen Biogasanlage vorteilhaft.⁹ Dadurch kann zusätzlich ein Teil des nicht umgesetzten CO₂ aus dem Biogas methanisiert werden. Im Folgenden werden prinzipiell geeignete Methoden zur Bereitstellung von Wasserstoff dargestellt und erörtert.

5.2 Die Wasserstoffbereitstellung

Die Bereitstellung von Wasserstoff für Biogasanlagen kann durch verschiedene Verfahren erfolgen. Die Dampfreformierung ist weltweit das Standardverfahren für die industrielle Herstellung von Wasserstoff.¹⁰ Trotz eines hohen Wirkungsgrades von ca. 80 %¹¹ kommt es für die Wasserstoffbereitstellung für Biogasanlagen nicht in Frage. Grund dafür sind energieintensive, aufwändige und damit teure Prozesse.¹² Der Bezug und der Transport des Wasserstoffs zur vollständigen Methanisierung des CO₂ in der Biogasanlage belastet deren CO₂-Bilanz negativ. Das Reformieren von Erdgas zu Wasserstoff, die spätere Verwendung des Wasserstoffs zur Methanisierung und das Einspeisen des erzeugten Methans ins Erdgasnetz sind sowohl ökologisch als auch ökonomisch in Frage zu stellen.

Da die Verfahren der mikrobiellen Wasserstoffherstellung bislang nur im Pilotmaßstab Anwendung finden und zudem durch sehr kleine Reaktionsgeschwindigkeiten gekennzeichnet sind, kommen sie ebenfalls für die Wasserstoffbereitstellung nicht in Frage.¹³

Die Elektrolyse ist eine weitere Methode zur Wasserstoffgewinnung. Für die Elektrolyse wird elektrische Energie benötigt, wodurch der elektrische Energiebedarf hierfür steigt. Um den CO₂-Ausstoß nicht zu erhöhen, sollte der Strom für die Elektrolyse aus regenerativen Energien stammen. Ist diese Bedingung erfüllt, kann die Kombination der Technologien zur positiven Stabilisierung des Stromnetzes durch das Angebot negativer Regelenergie beitragen. Spitzen aus nicht konstant einspeisenden Kraftwerken können dadurch abgedämpft werden. Über die Um-

⁸ vgl.: (Klückers, 2015)

⁹ vgl.: (Wesselak, Schabbach, Link, & Fischer, 2013, S. 498 ff.); (Hay, 2012, S. 46)

¹⁰ vgl.: (Sterner & Stadler, 2014, S. 303 f.)

¹¹ vgl.: (Eichlseder & Klell, 2012)

¹² vgl.: (Töpler & Lehmann, 2014, S. 139)

¹³ vgl.: (Sterner & Stadler, 2014)

wege der Elektrolyse und der Methanisierung kann Methan dementsprechend als Energiespeicher für elektrische Energie genutzt werden. Dieses ist als Energieträger flexibel verwendbar. Somit bietet Methan die Grundlage für eine weitere Vernetzung des Strom- und Gasnetzes sowie der Möglichkeit einer saisonalen Speicherung.

Zur Wasserstoffbereitstellung wurde aufgrund der dargelegten Potentiale im Rahmen dieser Arbeit die Elektrolyse ausgewählt. Es gibt drei prinzipielle elektrolytische Verfahren. Erstens die Hochtemperaturelektrolyse, welche im Rahmen dieser Arbeit allerdings nicht näher betrachtet wird, weil sie sich derzeit noch im frühen Entwicklungsstadium befindet. Die wesentlichen technische Eigenschaften der zwei weiteren Verfahren, die Alkalischen Elektrolyse (AEL) und die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL) sind in der Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Gegenüberstellung technischer Daten von AEL und PEMEL¹⁴

Parameter	AEL	PEMEL
Leistungsspektrum	1 kW – 3,6 kW	ca. 150 kW
Effizienz	60 – 70 %	bis zu 50 %
Teillastbereich	20 – 100 %	0 – 100 %
Besonderheiten	80 Jahre Betriebserfahrung	begrenzte Zeit überlastfähig

Die AEL wird überwiegend als Elektrolyseverfahren angewendet, da sie einen großen Leistungsbereich abdeckt und einen hohen Wirkungsgrad aufweist.

Durch den langjährigen Dauerbetrieb beider Verfahren (bei PEMEL ca. 20 Jahre) konnten weitreichende Erfahrungen gesammelt werden. Die Investitionskosten für AEL-Druckelektrolyseure liegen je nach Größe zwischen ca. 1.100 und 6.000 €/kW, die der PEMEL bei ca. 2000 €/kW.¹⁵ Die AEL-Technologie hat geringe Materialansprüche. Die PEMEL ist besser im Teillastbereich fahrbar. Die AEL kann diesen Vorteil aufgrund von Sicherheitsgründen nicht bieten. Die PEMEL hat eine kompakte Bauweise¹⁶ und liefert Wasserstoff mit einer 99,999 %-igen Reinheit. Die Einsatzmaterialien und Katalysatoren unterliegen hohen Ansprüchen und bieten derzeit noch das größte Entwicklungspotential bei der PEMEL.¹⁷ Der entscheidende Vorteil der PEMEL liegt in der kurzfristigen Überlastfähigkeit und dadurch höheren Flexibilität. Zudem ist die Reaktion der PEMEL verzögerungsfrei, was eine höhere Dynamik des

¹⁴ vgl.: (e-mobil BW GmbH, 2014, S. 26 ff.); (Smolinka, Günther, & Garcke, 2011, S. 7); (Töpler & Lehmann, 2014, S. 195); (Wenske, 2008, S. 173 f.)

¹⁵ vgl.: (e-mobil BW GmbH, 2014, S. 28)

¹⁶ vgl.: (Eder, 2015)

¹⁷ vgl.: (e-mobil BW GmbH, 2014, S. 27)

Prozesses ermöglicht.¹⁸ In Hinblick auf schnell und stark schwankende Last- sowie Erzeugungsprofile ist eine flexible Betriebsweise im zukünftigen Demand-Side-Management von großer Bedeutung. Für die Berechnungen in Kapitel 6 wurde daher aufgrund der genannten Vorteile die PEMEL gewählt.

5.3 Der Methanisierungsprozess

Im Rahmen dieser Arbeit wurde die Methanisierung mittels mikrobieller Methanisierung als prozess für die Untersuchungen ausgewählt. Mit diesem Prozess kann ein CH₄-Gehalt > 98 % erreicht werden, es wird ein geringer Druck benötigt und es kann bei niedrigen Temperaturen zwischen 40 °C und 70 °C gearbeitet werden. Da sie flexibel ist und schnelle Lastwechsel möglich sind, passt sie ebenfalls in das Konzept des Demand-Side-Managements.

Die katalytische Prozessalternative mit dem Sabatier-Prozess wurde nicht näher untersucht, da dieser unter hohem Druck und mit Temperaturen zwischen 200 °C und 500 °C gefahren werden muss. Dadurch fallen große Mengen an Abwärme an.¹⁹ Da Biogasanlagen nach heutigem Stand ihre eigene Wärme oft ungenutzt an die Umwelt abführen müssen, wäre eine zusätzliche Abwärmeerzeugung eine Umweltbelastung.

5.4 Aktuelle Forschungs- und Entwicklungsprojekte

Der aktuelle Forschungsstand zur Erhöhung der Methanausbeute wird anhand der F&E-Aktivitäten der Firma MicrobEnergy GmbH dargestellt. Weitere Forschungs- und Entwicklungsprojekte sind in Tabelle 2 auf Seite 10 mit entsprechenden Verweisen aufgelistet.

Die Firma MicrobEnergy GmbH ist eine Tochter der Viessmann Group und entwickelt mikrobiologische Produkte sowie systemtechnische Komponenten und gilt als Spezialist der Methanisierung. Zudem ist sie im Bereich der Prozesssteuerung und -optimierung von biologischen Systemen tätig.²⁰ Sie erforscht außerdem Möglichkeiten zur Erhöhung der Methanausbeute in Biogasanlagen und hat diese Prozesse bereits in der Praxis getestet.²¹

An den Standorten Allendorf (Eder) und Schwandorf werden technische Konzepte und deren Wirtschaftlichkeit bezüglich der Methanausbeuteerhöhung in Biogasanlagen und Klärwerken durch Wasserstoffzugabe erprobt. Die Versuche wurden 2014 in Schwandorf eingestellt und in Allendorf in der Biomethananlage fortgeführt. Der überwiegende Teil an zugeführtem Wasserstoff konnte nicht in Lösung gebracht werden und war somit für die Mikroorganismen nicht

¹⁸ vgl.: (e-mobil BW GmbH, 2014, S. 28)

¹⁹ vgl.: (Trost, Horn, Jentsch, & Sterner, 2012, S. 178)

²⁰ vgl.: (Viessmann Werke GmbH & Co.KG, 2015)

²¹ vgl.: (Viessmann Deutschland GmbH, 2013)

verfügbar. In der Konsequenz stieg der Wasserstoffgehalt im Outputgas so hoch an, dass eine Einspeisung in das Erdgasnetz nicht mehr möglich war (Standortanforderungen $<1,5\%$ Wasserstoffgehalt).²²

Seit März 2015 ist eine Biomethananlage in Allendorf (Eder) um eine separate PtG-Anlage erweitert. Dieser Standort bot sich aufgrund der benötigten Infrastruktur (vorhandener Transformatoren, Generatoren und Gasnetzanschlüsse) an.²³ In dem separaten Behälter („Ex-Situ“-Verfahren) kommt ein speziell entwickeltes Begasungsrührwerk zum Mischen des Rohbiogases und des Wasserstoffs zum Einsatz. Die Flexibilität der Anlage wird durch eine Methanisierung mittels hydrogenotrophen Methanogenen erreicht, welche innerhalb kürzester Zeit CO_2 und H_2 zu CH_4 methanisieren können. Der Stromüberschuss wird vom Elektrolyseur aufgenommen.²⁴ Die Anlage in Allendorf (Eder) ist Teil des Forschungsprojektes „BioPower2Gas“ welches vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert wird. Dieses Forschungsprojekt dient dem Ziel, eine flexible Stromerzeugung durch erneuerbare Energien zu erreichen, was Biomethananlagen einschließt. Das Verfahren soll vom Labormaßstab auf den großtechnischen Maßstab übertragen werden. Die Projektziele sind die Erprobung des Elektrolyseurs und der Langzeitstabilität der Methanisierung sowie der einspeisefähigen Methangasqualität. Die Prozesssicherheit soll für schwankenden Eingangsgasqualitäten (CO_2 , Feuchte, Temperatur, zyklisch und jahreszeitlich) geprüft werden. Um das hergestellte Speichergas vermarkten zu können, wird eine Zertifizierung des entstehenden synthetischen Methans bezüglich seiner Herkunft durchgeführt.²⁵

Die PtG-Anlage wurde inzwischen über 5.500 Betriebsstunden betrieben. Momentan läuft die Anlage gepoolt in einem Regelpool. Wenn sie abgerufen wird, läuft sie im Vollastbetrieb. Der Wasserstoff wird über eine PEMEL bereitgestellt. Die Anlagengröße umfasst drei Schiffcontainers und eine weitere Ausbaustufe zur Erzeugung und Verarbeitung von max. 120 Nm^3 Wasserstoff pro Stunde. Eine weitere separate Anlage am Standort mit einer Leistung von 400 Nm^3 Wasserstoff pro Stunde ist genehmigt. Mit dem Gesamtsystem wurde erstmals Biomethan, welches durch regenerativen Strom mittels der biologischen Methanisierung erzeugt wurde, in Werlte (Audi-Anlage) das Erdgasnetz eingespeist. Sämtliche produzierte Gasmengen werden über das e-Gas-Tankkartenmodell von Audi vermarktet.²⁶

²² vgl.: (Klückers, 2015)

²³ vgl.: (Viessmann Werke GmbH & Co.KG, 2015)

²⁴ vgl.: (Klückers, 2015); (Schmack, 2013)

²⁵ vgl.: (Viessmann Werke GmbH & Co.KG, 2015)

²⁶ vgl.: (Viessmann Werke GmbH & Co.KG, 2015) (Klückers, 2015)

Tabelle 2: Übersicht aktueller Forschungs- und Entwicklungsprojekte im Bereich PtG

Organisation/Projekt	Einteilung	Forschungs- und Entwicklungsstand	Verweis
MicrobEnergy GmbH	Projekt zur Erhöhung der Methan- ausbeute	Zwei Demonstrationspro- jekte	(H-TEC SYSTEMS, k.A.); (Klückers, 2015); (Schmack, 2013); (Viessmann Deutschland GmbH, 2013); (Viessmann Werke GmbH & Co.KG, 2015)
ZBT GmbH	Elektrolyse PEM (Testzellen), Reformierung	Test-/ Laborstände	(ZBT, 2016); (ZBT, 2016); (ZBT, 2016)
H-TEC Systems GmbH	PEM-Elektrolyseure	Wissenschaftliche Erkennt- nisse in praxisorientierten Lösungen	(H-TEC SYSTEMS, k.A.)
TU Wien	Speicherung von Überschussstrom im Erdgasnetz besonderer Fokus auf Gas-Filter- technik	Pilotversuche	(Umwelt- und Energie- Report, 2015); (Aigner, 2015); (Kucera, 2015)
MicroPyros GmbH	Mikrobiell erzeugtes Biomethan für Power-to-Mobility Konzepte	Pilotversuche	(MicroPyros GmbH, k.A.); (Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie, k.A.); (k.A (pw), 2012)
Krajete GmbH	Entwicklung eines Prozesses zur Methanherstellung auf Basis des Stoffwechsels von Archäa Mikro- organismen	Erprobter Semipilotmaß- stab (Serienreife im Jahr 2016 geplant)	(Krajete GmbH, o.J.); (Reuter, 2011)
Biocat Projekt	Projekt mit der Zielsetzung eine PtG Anlage in kommerziellem Maßstab an einer Kläranlage in Dänemark zu bauen und zu betrei- ben	Forschungsprojekt (Februar 2014 - Oktober 2016)	(BioCat Project, o.J.)
BioGasBooster	Projekt zur Erhöhung der Methan- ausbeute bei bestehenden Biogas- anlagen	Labormaßstab	(PROvendis GmbH, k.A.)
Hybridkraftwerk Enertrag AG	Speicherung von Überschussstrom aus Windkraft durch Wasserstof- ferzeugung, und –speicherung. Vermischung mit Biogas und an- schließender Verstromung im BHKW bei Bedarf + Wasserstoff- tankstellen	Kommerzieller Betrieb seit Oktober 2011 in Ber- lin/Brandenburg	(Enertrag AG, k.A.)
Etogas GmbH	Biogasanlage mit Methansierung für Einspeisung ins Gasnetz oder Tankstellensystem. Flexible Fahr- weise	Demonstrationsanlage	(AUDI AG, 2012); (Rieke, 2015, S. 8); (Rügheimer, 2013)

6 Ökonomische und Ökologische Betrachtung

Im Folgenden werden vier Betriebsszenarien einer Biogasanlage beschrieben, deren ökologischer Fußabdruck erstellt sowie die Amortisationszeit der Anlagen berechnet.

Das Szenario 1, eine Biogasanlage ohne BHKW, ohne Methanisierung aber mit Gasaufbereitung für eine Einspeisung in das Gasnetz gilt dabei als Basis für die darauf aufbauenden Szenarien 2, 3 und 4. Diese sehen wie folgt aus:

Szenario 2: Biogasanlage mit BHKW, ohne Methanisierung

Szenario 3: Biogasanlage ohne BHKW, mit Gasaufbereitung und Methanisierung

Szenario 4: Biogasanlage mit BHKW, mit Methanisierung

In Anlehnung an das Beispiel der Firma MicrobEnergy GmbH fließt in die Berechnungen der Szenarien 3 und 4 eine dezentrale PtG-Anlage mit Methanisierung ein. Für die Verfahren zur Erhöhung der Methanausbeute werden die in Kapitel 5 erörterten Technologien bzw. Verfahren angesetzt. Sämtliche Werte und Annahmen für die Berechnungen werden im folgenden Kapitel 6.1 erläutert.

6.1 Berechnungsgrundlagen für die Szenarien

Bei 8.200 h/a Jahresbetriebsstunden und einer Erzeugungsleistung von 350 Nm³/h beträgt die Rohbiogasproduktion der Beispielanlagen jeweils 2.870.000 Nm³/a. Dies entspricht bei einer Gaszusammensetzung von 50 % CH₄ und 50 % CO₂²⁷ und einem Methan-Heizwert von 9,968 kWh/m³ einer Energiemenge von 14.304.080 kWh/a. Biogasanlagen mit BHKW haben 7,6 % elektrischen sowie 28 % thermischen Eigenbedarf (gemessen an der BHKW-Leistung). Biogasanlagen ohne BHKW haben einen höheren elektrischen Eigenbedarf von 15 %.²⁸ Für die Ermittlung des benötigten Eigenbedarfs wird dafür ersatzweise aus der erzeugten Energiemenge des Rohbiogases eine elektrische BHKW-Leistung ermittelt. Dabei fließt das BHKW mit 5.500 Volllaststunden, einem elektrischen Wirkungsgrad von 37 % und einem thermischen Wirkungsgrad von 45 % sowie 800 €/kW_{el} Investitionskosten in die Berechnungen mit ein.²⁹

Für die Biogasanlage werden spezifische Investitionskosten von 2.700 €/kW_{el} angesetzt.³⁰ Als eingesetzte Substratmenge werden 15.000 t/a zu einem Preis von 20,00 €/t veranschlagt. Das Substrat der Einsatzstoffklasse eins wird bei Biogasanlagen mit BHKW mit einer Bonuszahlung von 0,05 €/kW_{el} subventioniert³¹.

²⁷ vgl.: (Klückers, 2015)

²⁸ vgl.: (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, 2014)

²⁹ vgl.: (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, 2014); (Heizungsfinder, 2015)

³⁰ vgl.: (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, 2014)

³¹ vgl.: (Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V., 2014)

Da die meisten, heute im Betrieb befindlichen Biogasanlagen vor 2012 in Betrieb genommen wurden, werden in den Szenarien die zu diesem Jahr geltenden Gesetze und Förderungen angenommen.³² Nach EEG 2012 wird die ins Netz eingespeiste elektrische Energie bei Biogasanlagen mit BHKW mit 0,11 €/kWh_{el} vergütet. Die Strombezugskosten für den Betrieb einer Biogasanlage ohne BHKW belaufen sich auf 0,16 €/kWh zzgl. der EEG-Umlage von 0,0617 €/kWh (Stand 2015).³³ Für die Wärmebezugskosten wurden 0,05 €/kWh angenommen. Vermarktete Wärme aus Biogasanlagen mit BHKW wird mit 0,08 €/kWh kalkuliert. Wird die Biogasanlage ohne BHKW betrieben, fallen Investitionskosten für die Biogasaufbereitung von 3.600 €/Nm³h an³⁴. Aufbereitetes Methan, welches in das Gasnetz eingespeist und direkt vermarktet wird, erzielt einen Erlös von ca. 0,10 €/kWh (inklusive 3 ct/kWh Aufbereitungsbonus)³⁵. Der Prozess der Rohbiogasaufbereitung hat einen Wirkungsgrad von 95 %.

Die Berechnung der optimierten Biogasanlage (Szenario 3 und 4) berücksichtigt eine PtG-Anlage mit einem PEM-Elektrolyseur. Der CO₂-Umsatz der Anlage an der Gesamtrohbiogaserzeugung wird mit 10 % einkalkuliert. Hinzu kommt ein Methanisierungswirkungsgrad von 96 %. Das stöchiometrische Verhältnis von H₂ zu CO₂ ist hierbei 4:1. Der PEM-Elektrolyseur läuft 20 % der Volllaststundenzahl eines Jahres (1.750 h/a). Die Investitionskosten liegen bei 2.000 €/kW für den PEM-Elektrolyseur. Für die zu erbringende Wasserstoffmenge wird in den Szenarien 3 und 4 ein PEM-Elektrolyseur mit einer Leistung von 300 kW benötigt. Dieser hat somit ein Investitionsvolumen von 600.000 €. Der PEM-Elektrolyseur wird nur zu Zeiten von Stromüberschuss im Netz betrieben und kann dadurch mit erwarteten Strombezugskosten von 0,03 €/kWh zzgl. EEG-Umlage arbeiten.³⁶

Die statische Amortisationszeit „*n*“ der Szenarien wird wie folgt berechnet:

$$n = \frac{\text{gesamte Investitionskosten}}{\text{jährliche Erlöse} - \text{jährliche Kosten}}$$

Wartungskosten für die Biogasanlage und deren Komponenten (außer BHKW) werden, da sie schwer zu ermitteln sind, mit 1 % der gesamten Investitionssumme angenommen. Wartungskosten für das BHKW betragen 0,008 €/kWh³⁷.

³² vgl.: (Agentur für Erneuerbare Energien, 2015)

³³ vgl.: (Netztransparenz, 2014); (Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V., 2014)

³⁴ vgl.: (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, 2014)

³⁵ vgl.: (Bundesnetzagentur, 2013); (solares bauen GmbH, 2014)

³⁶ vgl.: (Klückers, 2015)

³⁷ vgl.: (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, 2014)

Für die ökologischen Berechnungen ist der Strombezug aus dem deutschen Strommix für 2012 mit CO₂-Emissionen von 0,578 kg CO₂/kWh_{el} beziffert³⁸. Für die Verbrennung des Rohbiogases im BHKW wird keine CO₂-Emission berechnet da bei biologischem Substrat eine CO₂-neutralen Energieumwandlung vorliegt. Wird der Wärmebedarf bei Biogasanlagen ohne BHKW durch Verbrennung von Erdgas gedeckt fallen 0,250 kg CO₂/kWh_{el} an³⁹.

6.2 Berechnung Szenario 1 (Biogasanlage ohne BHKW, ohne Methanisierung)

Das Szenario 1 stellt eine standardgemäße Biogasanlage ohne zusätzliche Komponenten wie PtG-Anlage oder BHKW dar. Das entstehende Biogas muss vor der Einspeisung ins Gasnetz aufbereitet werden um den Qualitätsansprüchen der Gaseinspeisung zu genügen. Das vereinfachte Prozessschaubild ist in Abbildung 2 dargestellt.



Abbildung 2: Prozessschaubild einer Biogasanlage ohne BHKW, ohne Methanisierung

Aus den in Tabelle 3 ermittelten Werten und den in Kapitel 7.1 dargelegten Vergütungen und Kosten werden die Kennzahlen für das Szenario 1 berechnet.

Tabelle 3: Werteermittlung für die Berechnung des Szenario 1

Wert	Berechnung	Ergebnis	Berechnungshinweis
Elektrische Leistung	$\frac{14.304.080 \frac{kWh}{a}}{5.500 \frac{h}{a}} * 0,37$	962,27 kW _{el}	mit $\eta_{el} = 37 \%$
Thermische Leistung	$\frac{14.304.080 \frac{kWh}{a}}{5.500 \frac{h}{a}} * 0,45$	1.170 kW _{th}	mit $\eta_{th} = 45 \%$
Eigenstrombedarf	5.292.510 kWh * 0,15	793.873 kWh _{el}	15 % der Energiemenge bei 5.500 Betriebsstunden
Eigenwärmebedarf	6.436.836 kWh * 0,28	1.802.314 kWh _{th}	28 % der Energiemenge bei 5.500 Betriebsstunden
einspeisefähiges Biogas	$1.435.000 \frac{m^3}{a} * 0,95$	$1.363.250 \frac{m^3}{a}$	5 % Aufbereitungsverluste
einspeisefähige Energiemenge	$1.363.250 \frac{m^3}{a} * 9,968 \frac{kWh}{m^3}$	$13.588.876 \frac{kWh}{a}$	Bezug: einspeisefähiges Biogas

Durch die Erdgaseinspeisung können 1.358.888 €/a Erlöse erwirtschaftet werden. Die laufenden Kosten für Strombeschaffung (176.002 €), Wärmebeschaffung (90.116 €), Wartung (38.581 €) und Substratkosten (300.000 €) betragen 604.699 €/a. Die Investitionskosten für

³⁸ vgl.: (Statista, 2015)

³⁹ vgl.: (Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH, 2016)

Szenario 1 wurden aus den Kosten für die Biogasanlage (2.598.141 €) und für die Biogasaufbereitung (1.260.000 €) gebildet und belaufen sich somit auf 3.858.141 €.

Die statische Amortisationszeit der Biogasanlage liegt bei ca. 5,1 Jahre.

Der Strombedarf für den Betrieb der Biogasanlage wird durch den deutschen Strommix gedeckt. Dabei fallen 458.861 kg CO₂/a auf die CO₂-Bilanz der Biogasanlage zurück. Hinzu kommen 450.578 kg CO₂/a für die Wärmeversorgung der Biogasanlage durch Erdgasverbrennung.

6.3 Berechnung Szenario 2 (Biogasanlage mit BHKW, ohne Methanisierung)

Der in Szenario 2 beschriebene Betrieb einer Biogasanlage mit BHKW ist in Abbildung 3 in einem vereinfachten Prozessschaubild dargestellt. Diese Betriebsvariante ist auf dem deutschen Markt am häufigsten vorzufinden. Das Rohbiogas wird direkt vor Ort in einem BHKW genutzt, wodurch keine Rohbiogasaufbereitung nötig ist (Aufbereitungsverluste entfallen). Da es sich bei diesem Prozess um Erzeugung elektrischen Stroms aus regenerativen Energiequellen handelt wird jede eingespeiste kWh_{el} ins Stromnetz durch das EEG vergütet. Die entstehende Überschusswärme im BHKW kann zusätzlich vermarktet werden.



Abbildung 3: Prozessschaubild einer Biogasanlage mit BHKW, ohne Methanisierung

Beim Betrieb der Biogasanlage mit BHKW entsprechen 7,6 % Eigenstrombedarf der Biogasanlage ca. 402.231 kWh_{el}/a. Dieser Eigenstrombedarf wird jedoch trotz eigener Erzeugung im BHKW nicht mit 0,11 €/kWh_{el} vergütet. Bei 0,2217 €/kWh_{el} Strombezugskosten ist es jedoch bedeutend wirtschaftlicher, den Eigenstrombedarf der Biogasanlage durch das BHKW zu decken. Der Eigenwärmebedarf von 1.802.314 kWh_{th}/a wird ebenfalls durch das BHKW gedeckt.

Gemäß den in Kapitel 6.1 aufgeführten Werten ergeben sich für Szenario 2 Investitionskosten von 3.367.961 €. Davon 2.598.141 € für die Biogasanlage und 769.820 € für das BHKW. Die Wartungskosten für die Biogasanlage betragen 25.981 €/a und für das BHKW 42.340 €/a. Der Erlös durch die eingespeiste elektrische Energie setzt sich aus der EEG-Vergütung von 537.930 €/a und dem Einsatzstoffklassenbonus von 244.514 €/a zusammen. Der Gesamterlös bezieht den Erlös aus der Wärmevermarktung von 370.762 €/a mit ein und beläuft sich somit auf 1.153.206 €/a. Es ergibt sich eine statische Amortisationszeit von knapp 4,3 Jahren.

Der Eigenstrombedarf und der Eigenwärmebedarf der Anlage in Szenario 2 werden durch das BHKW gedeckt. Demzufolge fallen in Szenario 2 keine zusätzlichen CO₂-Emissionen an.

6.4 Berechnung Szenario 3 (Biogasanlage ohne BHKW, mit Methanisierung)

Im Szenario 3 wird eine Biogasanlage ohne BHKW mit Methanisierung berechnet. Das Prozessschaubild ist in Abbildung 4 vereinfacht dargestellt. Die Biogasanlage stellt das Pendant zu Szenario 1 dar. Es werden lediglich Werte dargestellt, die nicht (wie z.B. die Investitionskosten der Biogasanlage) bereits aus den Berechnungen zu Szenario 1 bekannt sind und welche für die ökologischen und ökonomischen Berechnungen bedeutend sind.

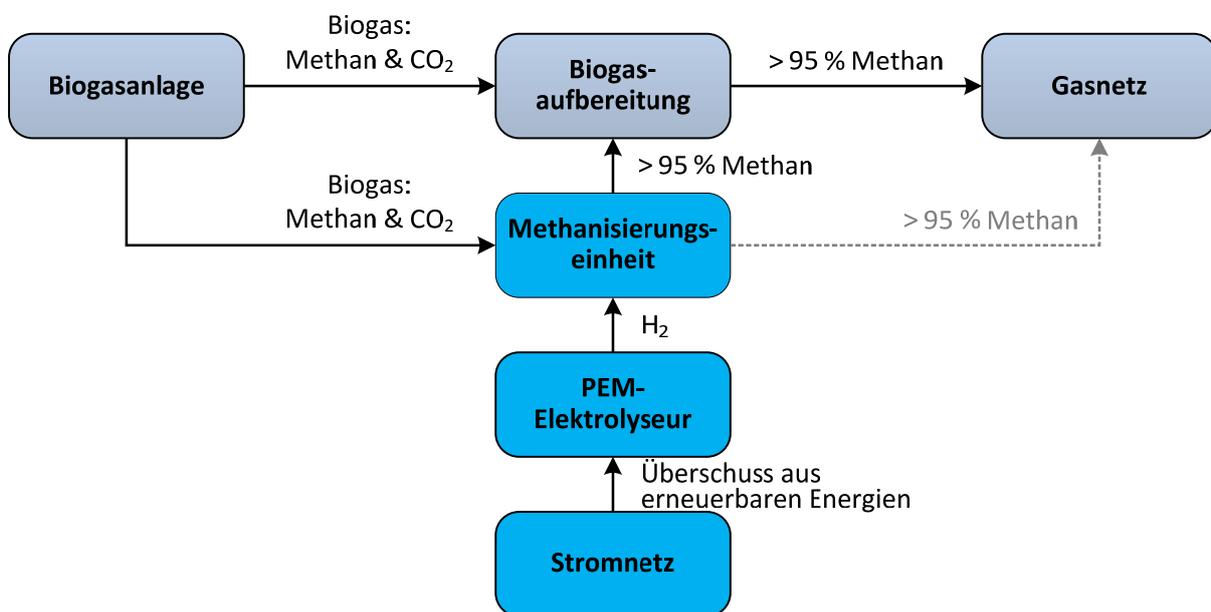


Abbildung 4: Prozessschaubild einer Biogasanlage ohne BHKW, mit Methanisierung

Durch die Kombination der in Tabelle 4 ermittelten Werte sowie der vorgegebenen Werte aus Kapitel 6.1 und den bereits erfolgten Berechnungen aus Kapitel 6.2 und 6.3 ergeben sich die Kennzahlen für Szenario 3.

Es ergibt sich aus den Werten ein jährlicher Erlös durch die Einspeisung des Methans ins Gasnetz von 1.386.760 €/a. Die Investitionskosten für PEM-Elektrolyseur (600.000 €) und die Biogasanlage (s. Szenario 1) belaufen sich auf 4.458.141 €. Die Strombeschaffungskosten für den PEM-Elektrolyseur betragen 48.198 €/a. Wärmebeschaffungs-, sowie Strombezugskosten für den Biogasanlagenbetrieb sind identisch derer in Szenario 1. Die Wartungskosten belaufen sich auf 44.581 €/a. Somit ergibt sich eine statische Amortisationszeit von 6,1 Jahre.

Tabelle 4: Werteermittlung für die Berechnung des Szenario 3

Wert	Berechnung	Ergebnis	Berechnungshinweis
Umsatzvolumen	$350 \frac{Nm^3}{h} * 0,1 * 0,5$	$17,5 \frac{Nm^3}{h}$	10 % Gesamtrohbiogasumsatz und davon 50 % CO ₂ -Anteil
benötigte Wasserstoffmenge	$17,5 \frac{Nm^3}{h} CO_2 * 4$	$70 \frac{Nm^3}{h} H_2$	stöchiometrisches Verhältnis: CO ₂ (1) : H ₂ (4)
zusätzliche Methanausbeute/a bzw. CO ₂ -Volumen	$\left(17,5 \frac{Nm^3}{h} * 0,96\right) * 1.752 h$	$29.434 \frac{Nm^3}{a}$	mit $\eta_{Methanisierung} = 96\%$ und 20 % der Volllaststunden (8.760)
gesamtes Methanvolumen/a	$\left(1.435.000 \frac{Nm^3}{a} + 29.434 \frac{Nm^3}{a}\right)$	$1.464.434 \frac{Nm^3}{a}$	Methan aus Rohbiogas und aus PEM-Elektrolyseurs
Strombezug PEM-Elektrolyseur	$300kW * 1.752 \frac{h}{a}$	$525.600 \frac{kWh}{a}$	Leistung des PEM bei 20 % der Volllaststunden
einspeisefähige Energiemenge	$1.464.434 \frac{Nm^3}{a} * 9,968 \frac{kWh}{Nm^3} * 0,95$	$13.867.604 \frac{kWh}{a}$	5 % Aufbereitungsverluste

Die CO₂-Emissionen der Biogasanlage mit BHKW sind identisch derer in Szenario 1. Zusätzlich wird die CO₂-Bilanz jedoch durch den Betrieb des PEM-Elektrolyseurs durch Strom aus dem deutschen Strommix mit 303.797 kg CO₂/a belastet. Dadurch ergibt sich eine jährliche CO₂-Emission von 1.213.236 kg CO₂/a.

6.5 Berechnung Szenario 4 (Biogasanlage mit BHKW, mit Methanisierung)

Das Szenario 4 beschreibt eine Biogasanlage unter Verwendung eines BHKW und einer zusätzlichen Methanisierungseinheit. In Abbildung 5 ist das vereinfachte Prozessschaubild dargestellt. Die Anlage stellt das Pendant zu Szenario 2 zuzüglich der Komponenten aus Szenario 3 dar.

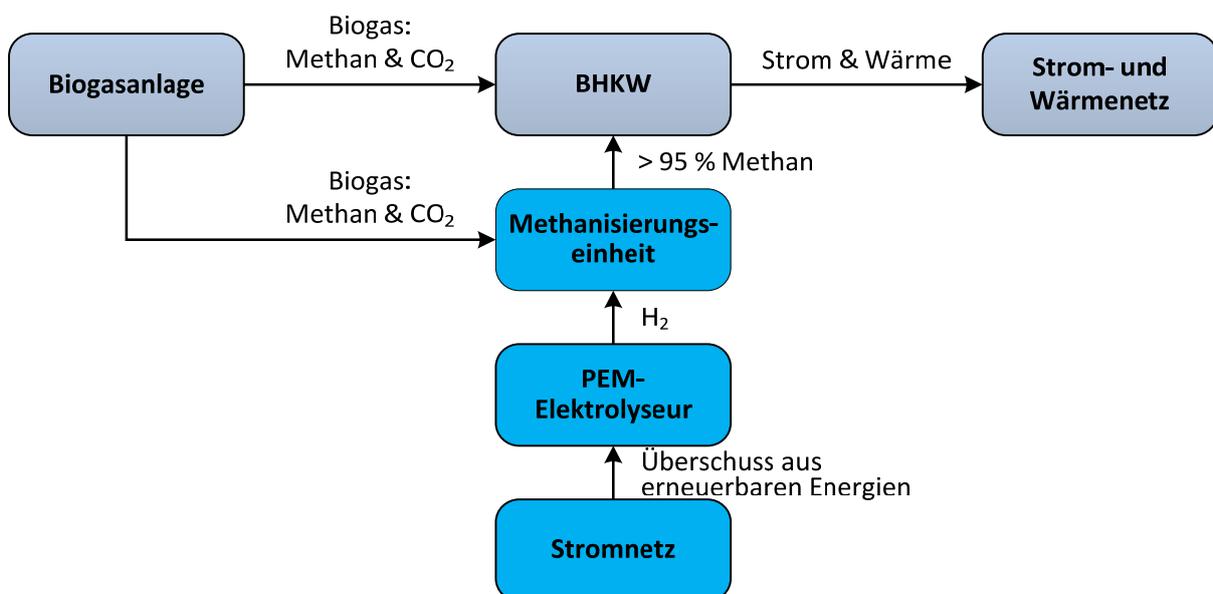


Abbildung 5: Prozessschaubild einer Biogasanlage mit BHKW, mit Methanisierung

Die zusätzlich erzeugte Methanmenge wird durch eine verlängerte Laufzeit des BHKW gegenüber der Laufzeit in Szenario 2 umgesetzt. Für das Betreiben des PEM-Elektrolyseurs mit selbst erzeugtem Strom erhält man keine Vergütung. Die Strombezugskosten für das Betreiben des PEM-Elektrolyseurs bei Stromüberschuss im Netz mit 0,0917 €/kWh_{el} (s. Kapitel 6.1) sind geringer als die Einspeisevergütung von 0,16 €/kWh_{el} (Einspeisevergütung und Einsatzstoffklassenbonus) des im BHKW erzeugten Stroms. Daher wurde zu Lasten der CO₂-Bilanz der Biogasanlage entschieden, den Strom für den PEM-Elektrolyseur extern zu beziehen.

Für die Berechnungen der Biogasanlage in Szenario 4 wurden die ermittelten Werte der vorherigen Szenarien herangezogen und fortgeführt. Da für die Verbrennung im BHKW keine Rohbiogasaufbereitung vorgenommen werden muss, ist die zusätzliche Methanausbeute in Szenario 4 etwas höher als die Methanausbeute in Szenario 3.

Tabelle 5: Wertermittlung für die Berechnung des Szenario 4

Wert	Berechnung	Ergebnis	Berechnungshinweis
Gesamte Energiemenge BHKW	$1.464.434 \frac{Nm^3}{a} * 9,968 \frac{kWh}{Nm^3}$	$14.597.474 \frac{kWh}{a}$	Methan aus Rohbiogas und Methanisierung (ohne 5 % Aufbereitungsverluste)
Laufzeit BHKW	$\frac{14.597.474 \frac{kWh}{a}}{962,27 kW} * 0,37$	$5.613 \frac{h}{a}$	mit $\eta_{el} = 37 \%$
erzeugte Strommenge im BHKW	$5.613 \frac{h}{a} * 962,27 kW$	$5.401.065 \frac{kWh}{a}$	veränderte Laufzeit bei gleicher BHKW-Leistung
erzeugte Wärmemenge im BHKW	$5.613 \frac{h}{a} * 1.170 kW$	$6.568.863 \frac{kWh}{a}$	veränderte Laufzeit bei gleicher BHKW-Leistung
Eigenstrombedarf	$14.597.474 \frac{kWh}{a} * 0,076 * 0,37$	$410.481 \frac{kWh}{a}$	7,6 % der Energiemenge mit $\eta_{el} = 37 \%$ (BHKW)
Eigenwärmebedarf	$14.597.474 \frac{kWh}{a} * 0,28 * 0,45$	$1.839.282 \frac{kWh}{a}$	28 % der Energiemenge mit $\eta_{th} = 45 \%$ (BHKW)

Mittels der in Tabelle 5 dargelegten Werte und den Vorgaben aus Kapitel 6.1 ergeben sich Investitionskosten für die Biogasanlage, das BHKW und den PEM-Elektrolyseur von 3.967.961 €. Die jährlichen Wartungskosten betragen 75.190 €/a. Davon entfallen 43.209 €/a auf das BHKW und 31.981 €/a auf die Biogasanlage. Die Strombezugskosten für den PEM-Elektrolyseur betragen 48.198 €/a. Die Vergütung (Einspeisevergütung und Einsatzstoffklassenbonus) für den eingespeisten Strom beträgt 798.494 €/a. Durch die vermarktete Wärme werden jährlich Erlöse in Höhe von 378.367 € erzielt. Daraus resultiert eine statische Amortisationszeit von 5,3 Jahren.

Der Eigenstrombedarf und der Eigenwärmebedarf der Biogasanlage werden durch das vorhandene BHKW gedeckt. Für den Betrieb des PEM-Elektrolyseurs fallen CO₂-Emissionen in Höhe von 303.797 kg CO₂/a auf die Biogasanlage zurück.

6.6 Skalierung der CO₂-Emissionen auf den gesamten deutschen Markt

Um eine Aussage über das Umweltschutspotential durch Methanisierung bei Biogasanlagen für den gesamtdeutschen Markt zu erhalten, wurden die in dieser Arbeit für das Szenario 4 gewonnenen Ergebnisse basierend auf den Stromerzeugungszahlen aus dem Jahr 2013 für Biogasanlagen hochgerechnet.

Das Szenario 4 baut auf dem Szenario 2 auf. Szenario 2 ist die Variante mit dem interessantesten Return on Investment (siehe Tabelle 6). Es bietet eine erhöhte Methanausbeute und dementsprechend auch eine erhöhte Stromerzeugung von 2,05 %.

Im Jahr 2013 wurden ca. 27,9 Mrd. kWh Strom aus Biogasanlagen erzeugt.⁴⁰ Daraus ergibt sich ein deutschlandweit zusätzliches Potential von ca. 0,57 Mrd. kWh/a. Unter den folgenden zwei Annahmen kann das CO₂-Minderungspotential von Biogasanlagen ermittelt werden: CO₂-neutrale Stromerzeugung durch Biogasanlagen und Bezug des für die Methanisierung benötigte Strom aus 100 % regenerativen Stromquellen.

Gegenüber einem Kohlekraftwerk mit einem durchschnittlichen CO₂-Ausstoß von 1,153 kg CO₂/kWh⁴¹ entspricht dies einer CO₂-Einsparung von 659,82 Mio. kg CO₂/a.

Momentan stellt, wie aus den Berechnungen zu den verschiedenen Szenarien hervorgeht, die Methanisierung mit einem PEM-Elektrolyseur und einem Strombezug aus dem deutschen Strommix (also nicht 100 % regenerativ) eine Umweltbelastung dar. Erst wenn der durchschnittlichen CO₂-Ausstoß des deutschen Kraftwerkparks auf 111 g CO₂/kWh gesunken ist, wäre der zusätzliche Einsatz eines PEM-Elektrolyseurs bei externem Strombezug CO₂-neutral.

⁴⁰ vgl.: (Agentur für Erneuerbare Energien, 2016)

⁴¹ vgl.: (Hermighaus, 2012)

7 Vergleich und Diskussion der Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse vergleichend dargestellt und diskutiert (siehe auch Tabelle 6). Für den Vergleich werden jeweils die Szenarien mit gleicher Basistechnologie (mit bzw. ohne BHKW) gegenübergestellt. Im Rahmen der Untersuchungen in dieser Arbeit wurde festgestellt, dass sich Biogasanlagen mit BHKW schneller amortisieren als die ohne. Dies spiegelt sich auch in der aktuell am häufigsten vorzufindenden Betriebsvariante von Biogasanlagen entsprechend dem Szenario 2 (mit BHKW) wieder. Die Investitionskosten für die Biogasanlage sowie die Substratkosten sind in allen vier Szenarien aufgrund der gleichen Menge erzeugten Rohbiogases identisch. Die Investitionskosten variieren dementsprechend nur aufgrund der installierten Zusatzeinheiten. Wie aus der Tabelle 6 ersichtlich, sind die Investitionskosten für eine Gasaufbereitung höher als die Kosten für ein BHKW. Da in Szenario 3 zusätzlich zur Gasaufbereitung ein PEM-Elektrolyseur benötigt wird, hat diese Variante die höchsten Investitionskosten, was sich auch deutlich in der Amortisationszeit niederschlägt.

Tabelle 6: Vergleich der Szenarien anhand der ermittelten Kennzahlen

Wert	Szenario 1	Szenario 3	Szenario 2	Szenario 4
Investition Biogas (€)	2.598.141	2.598.141	2.598.141	2.598.141
Investition Gasaufbereitung (€)	1.260.000	1.260.000	-	-
Investition BHKW (€)	-	-	769.820	769.820
Investition PEM-Elektrolyseur (€)	-	600.000	-	600.000
Investition gesamt (€)	3.858.129	4.458.129	3.367.945	3.967.945
Vergütung Gas (€/a)	1.358.888	1.386.760	-	-
Einsatzstoffbonus (€/a)	-	-	244.514	249.525
Vergütung Strom (€/a)	-	-	537.931	548.964
Vergütung Wärme (€/a)	-	-	370.762	378.367
Vergütung gesamt (€/a)	1.358.888	1.386.760	1.153.207	1.176.860
Wartung Biogas (€/a)	38.581	44.581	25.981	31.981
Wartung BHKW (€/a)	-	-	42.340	43.209
Substratkosten (€/a)	300.000	300.000	300.000	300.000
Strombezug Biogasanlage (€/a)	176.002	176.002	-	-
Strombezug PEM-Elektrolyseur (€/a)	-	48.198	-	48.198
Wärmebeschaffung (€/a)	90.116	90.116	-	-
Kosten gesamt (€/a)	604.699	658.897	368.321	423.387
Amortisationszeit (a)	5,1	6,1	4,3	5,3
CO ₂ Anlagenbetrieb el. (kg CO ₂ /a)	458.861	458.861	-	-
CO ₂ Anlagenbetrieb th. (kg CO ₂ /a)	450.578	450.578	-	-
CO ₂ PEM-Betrieb (kg CO ₂ /a)	-	303.797	-	303.797
CO₂-Emission gesamt (kg CO₂/a)	909.439	1.213.236	0	303.797

Die Erlöse durch das Vermarkten des eingespeisten Methangases in Szenario 1 und 3 sind höher als die erzielten Erlöse durch die Vermarktung der entstehenden Wärmeerzeugung und der EEG-Vergütung des elektrischen Stroms unter BHKW-Verwendung in Szenario 2 und 4.

Die Berechnungen zeigen aber auch, wie signifikant sich der Verkaufspreis für das erzeugte Methan auswirkt. Ist der angenommene Vermarktungserlös von 0,10 €/kWh eingespeisten Methangases nur um 2 ct/kWh geringer, sind die Vergütungen in Szenario 2 und 4 bereits höher

als in den anderen beiden Szenarien. Die Mehrerlöse (27.872 €/a zwischen Szenario 1 und 3 bzw. 23.653 €/a zwischen Szenario 2 und 4) durch den PEM-Elektrolyseur in Szenario 3 und 4 sind relativ gering, obwohl davon ausgegangen wurde, dass der PEM-Elektrolyseur nur zu Zeiten geringer Strompreise von 0,03 €/kWh zzgl. EEG-Umlage arbeitet.

Ein durchschnittlicher Strombezugspreis für den PEM-Elektrolyseur von 0,11 €/kWh zzgl. EEG-Umlage ist derzeit durch entsprechendes Bezugsmanagement realisierbar. Dies entspricht bei Szenario 4 einer verschlechterten Amortisationszeit von 5,3 auf 5,6 Jahre. Wird der gleiche PEM-Elektrolyseur ganzjährig, d.h. 8760 h betrieben, ergibt sich bei einem Strombezugspreis von 0,11 €/kWh eine Amortisation von 10,2 Jahren. Rüstet man die Biogasanlage um einen PEM-Elektrolyseur mit einer Leistung von 3 MW auf, der unter Vollastbetrieb und Anpassung aller Kosten- bzw. Vergütungsparameter den gesamten CO₂-Anteil des Rohbiogases methanisieren könnte, so amortisiert sich die gesamte Anlage selbst bei einem durchschnittlichen Strombezugspreis von 0,03 €/kWh nicht.

Die Strombezugskosten für den PEM-Elektrolyseur sind jeweils höher als die durch ihn erwirtschafteten Gewinne (-20.325 €/a in Szenario 3 und -24.544 €/a inkl. 868 €/a zusätzlicher BHKW-Wartungskosten in Szenario 4). Der Betrieb eines PEM-Elektrolyseurs ist somit zum jetzigen Zeitpunkt unwirtschaftlich. Die Stellschrauben für die Wirtschaftlichkeit sind zum einen der Strombezugspreis für den PEM-Elektrolyseur sowie die abzuführende EEG-Umlage.

Auch aus ökologischer Sicht ist die Erweiterung bestehender Biogasanlagen um einem PEM-Elektrolyseur (unabhängig von seiner Leistung) nicht von Vorteil. Zwar kann durch die Methanisierung in Szenario 3 ca. 55.282 kg CO₂/a und in Szenario 4 ca. 58.190 kg CO₂/a mehr umgesetzt werden, im Gegenzug werden jedoch durch den Betrieb des PEM-Elektrolyseur mit Strom aus dem deutschen Strommix 303.797 kg zusätzliches CO₂ ausgestoßen. Das Betreiben wäre aus ökologischer Sicht also nur bei 100 %-igem Betrieb durch regenerative Energien vorteilhaft.

Aus dem jetzigen Stand der Technik und den gegebenen ökonomischen Bedingungen ergeben sich in Bezug auf die Erhöhung der Methanausbeute von Biogasanlagen diverse Fragen, welche im folgenden Kapitel dargelegt werden.

8 Bestehende und künftige Forschungsfragen

Aus technologischer Sicht ist zu erforschen, ob Rührwerke die Methanisierung durch gleichmäßigere Verteilung positiv beeinflussen können. Zudem muss durch innovative Technologien ein niedrigerer Stromverbrauch des PEMEL erreicht werden. Wirkungsgradverluste aufgrund korrodierender Materialien sind ebenfalls zu vermeiden. Um die Investitionskosten zu senken, ist die Entwicklung automatisiert produzierter PEM-Elektrolyseur-Stacks voranzutreiben.⁴²

Biologische Forschungsfragen ergeben sich aus der Raum-Zeit-Ausbeute von Biogasanlagen. Bei einer Verdopplung der Leistungsdichte von Biogasanlagen können die spezifischen Kosten je produzierter Mengeneinheit Methan halbiert werden. Diesbezüglich wird momentan erforscht, welche Mikroorganismen möglichst schnell und flexibel H_2 und CO_2 umsetzen können. In diesem Zusammenhang wird auch eine effizientere Substratzusammensetzung erforscht.

Politische Herausforderungen werden vor allem in der Ausgestaltung des EEG hinsichtlich der zu zahlenden EEG-Umlage gesehen. Es gibt bislang keine gesetzliche Grundlage, die eine Vergütung und Abnahme von Methan aus Biogasanlagen mit Methanisierungseinheit regelt. Strom, der in Biogasanlagen eingebracht wird ist momentan, egal welchen Ursprungs, per Zertifizierungssystem als Graustrom deklariert und wird mit den CO_2 -Emissionen des deutschen Kraftwerkmix verrechnet. Würden dafür CO_2 -Emissionen von erneuerbaren Energien für den regulierten Markt, wie beispielsweise dem Kraftstoffquotenhandel angesetzt, wären der Vermarktungspreis des erzeugten und eingespeisten Methangases und das CO_2 -Minderungspotential von Biogasanlagen höher. Auf dem freien Markt dagegen werden auch heute schon die tatsächlichen Emissionen der erneuerbaren Energien anerkannt.⁴³

Die Unternehmen und Institute aus Tabelle 2 (siehe S.10) haben sich zur Strategieplattform PtG zusammengeschlossen und fordern unter anderem die Anerkennung von Wasserstoff und Methan aus erneuerbaren Energie als Biokraftstoff und die Schaffung von Anreizmodellen zur Flexibilisierung von Stromsystemen sowie die Sicherstellung der Markteinführung von erneuerbarem Wasserstoff und Methan bis 2022.⁴⁴ Die genannten Forderungen können dabei als Entwicklungsziele und dementsprechend Forschungsgebiete angesehen werden.

⁴² vgl.: (Klückers, 2015)

⁴³ vgl.: (Klückers, 2015)

⁴⁴ vgl.: (Deutsche Energie-Agentur, o.J.)

9 Zusammenfassung und Ausblick

Aus den Untersuchungen der Szenarien in der vorliegenden Arbeit zu den ökonomischen und ökologischen Betrachtungen zur Erhöhung der Methanausbeute von Biogasanlagen geht hervor, dass zum jetzigen Zeitpunkt und dem aktuellem Stand der Technik sowie den heutigen gesetzlichen Bestimmungen der Bau oder die Erweiterung von Biogasanlagen mit einem PEM-Elektrolyseur weder ökonomisch noch ökologisch sinnvoll sind. Der Schlüsselfaktor hierbei ist die Herstellung des Wasserstoffes mittels der Wasserstoffelektrolyse und die damit verbundenen CO₂-Emissionen bei der ökologischen Betrachtung und die Befreiung von der EEG-Umlage auf der ökonomischen Seite. Es ist aber davon auszugehen, dass durch technologische Fortschritte und die Umsetzung der mikrobiellen Methanisierung im großtechnischen Maßstab sowie Veränderungen in den gesetzlichen Rahmenbedingungen eine wirtschaftliche und klimafreundliche Umsetzung der Methanausbeuteerhöhung in Biogasanlagen künftig umsetzbar ist. Könnte unter wirtschaftlich vertretbaren Aufwendungen das gesamte CO₂ aller Biogasanlagen Deutschlands methanisiert werden, würde dies ein großes Flexibilisierungspotenzial mit sich bringen. Dadurch könnten wiederum fossile Kraftwerkskapazitäten substituiert und somit die Energiewende weiter vorangetrieben werden.

Darüber hinaus könnte eine Erhöhung der Methanausbeute durch den Einsatz von anderen spezialisierten Mikroorganismen, welche die überschüssige Säure im Fermenter (wie Essig- oder Propionsäure) abbauen und zu Methan umwandeln, realisiert werden. Die Prozessstabilität ist bei Einsatz dieser Organismen aber noch sehr niedrig und es besteht diesbezüglich aktuell noch großer Forschungsbedarf.

Literaturverzeichnis

- Agentur für Erneuerbare Energien. (2015). *Unendlich viel Energie*. Abgerufen am 17. Dezember 2015 von <http://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/strommix-in-deutschland-2014>
- Agentur für Erneuerbare Energien. (2016). *Agentur für Erneuerbare Energien*. Von Strom aus Biomasse: <https://www.unendlich-viel-energie.de/erneuerbare-energie/strom-aus-biomasse> abgerufen
- Aigner, F. (1. April 2015). *Technische Universität Wien*. Abgerufen am 30. November 2015 von Biogas und Ökostrom: TU Wien präsentiert Energiespeicherkonzept: https://www.tuwien.ac.at/aktuelles/news_detail/article/9379/
- AUDI AG. (13. 12 2012). *www.audi-mediacyber.com*. Abgerufen am 06. 01 2016 von <https://www.audi-mediacyber.com/de/fotos/detail/audi-e-gas-anlage-22024>
- Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie. (k.A.). *Energie Innovativ*. Abgerufen am 30. November 2015 von <http://www.energie-innovativ.de/service-events/messtour/gestalter-der-energie-wende/gestalter-nach-regierungsbezirken/gestalter-in-niederbayern/gestalter-in-niederbayern/gestalter/Gestalter/show/micropyros-gmbh/>
- BioCat Project. (o.J.). *BioCat Project*. Abgerufen am 23. 11 2015 von <http://biocat-project.com/>
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz. (21. Juli 2014). *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014)*. Von juris: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html abgerufen
- Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit. (23. März 2011). *Erneuerbare Energien 2010*.
- Bundesnetzagentur. (2013). *Bundesnetzagentur*. Von Biogas-Monitoring Bericht 2013 veröffentlicht: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2013/130819_BioGasMonitoring.html abgerufen
- Deutsche Energie-Agentur. (o.J.). *Strategieplattform Power to Gas*. Abgerufen am 27. 12 2015 von <http://www.powertogas.info/5-stellschrauben/>
- Eder, S. W. (6. 11 2015). Test für neue Elektrolyseur-Generation. *VDI Nachrichten*, 14.
- Eichseder, H., & Klell, M. (2012). *Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik: Erzeugung, Speicherung, Anwendung*. Deutschland: Springer-Verlag.

- e-mobil BW GmbH, C. B.-B.-S. (2014). *Die Rolle von Wasserstoff in der Energiewende*. (e.-m. B.-L. Baden-Württemberg, C. B.-m. GmbH, & Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), Hrsg.) Abgerufen am 1. Dezember 2015 von Entwicklungsstand und Perspektiven: http://www.e-mobilbw.de/de/service/publikationen.html?file=files/e-mobil/content/DE/Publikationen/PDF/Meta-Studie_RZ_Web.pdf
- Enertrag AG. (k.A.). *Enertrag*. Abgerufen am 10. 01 2016 von https://www.enertrag.com/90_hybridkraftwerk.html
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. (2014). Abgerufen am 11. 11 2015 von <http://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen/>
- Hay, B. (2012). *Power-to-gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements*. Hamburg.
- Heizungsfinder. (27. November 2015). *Heizungsfinder*. Abgerufen am 11. 11 2015 von <http://www.heizungsfinder.de/bhkw/kosten-preise/laufende-kosten>
- Hermighaus, H. (2012). *CO₂-Emissionen in verschiedenen Lebensbereichen*. Von CO₂-Vergleich bei der Stromerzeugung: [http://www.co2-emissionen-vergleichen.de/Stromerzeugung/CO₂-Vergleich-Stromerzeugung.html](http://www.co2-emissionen-vergleichen.de/Stromerzeugung/CO2-Vergleich-Stromerzeugung.html) abgerufen
- H-TEC SYSTEMS. (k.A.). Abgerufen am 04. 11 2015 von <http://www.h-tec.com/de/systems/technologie/>
- k.A (pw). (2012). Angepasste Enzyme und ein "Biogas-Booster". *Straubinger Tagblatt*, 12.
- Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH. (2016). *KEA*. Von CO₂-Emissionsfaktoren: <http://www.kea-bw.de/service/emissionsfaktoren/> abgerufen
- Klückers, J. (24. 11 2015). "Erhöhung der Methanausbeute von Biogasanlagen" Forschungen der MicroEnergy GmbH. (D. Huber, J. Geißler, T. Gierth, R. Maisch, N. Mayer, P. Köhle, & F. Räuchle, Interviewer)
- Krajete GmbH. (o.J.). *Krajete*. Abgerufen am 2. 12 2015 von <http://www.krajete.com/startseite/>
- Kucera, D. (30. Juli 2015). *innovations report*. Abgerufen am 30. November 2015 von Ökostrom in Gas speichern: Innovatives Energiespeicherkonzept koppelt Stromerzeugung mit Biogasanlagen: <http://www.innovations-report.de/html/berichte/energie-elektrotechnik/oekostrom-in-gas-speichern-innovatives-energiespeicherkonzept-koppelt-stromerzeugung-mit-biogasanlagen.html>
- Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (2014). Vergütungsstruktur für Biogasanlagen gemäß EEG 2012.
- MicroPyros GmbH. (k.A.). *Verfahrensbeschreibung*. Abgerufen am 30. November 2015 von <http://micropyros.jimdo.com/verfahren/>

- Netztransparenz. (2014). Abgerufen am 11. 11 2015 von https://www.netztransparenz.de/de/file/20141015-Pressemitteilung_zur_EEG-Umlage_2015.pdf
- PROvendis GmbH. (k.A.). *PROvendis*. Abgerufen am 10. 01 2016 von <https://provendis.info/technologien/angebot/biogasbooster-verfahren-zur-erhoehung-der-methanausbeute-in-biogasanlagen/>
- Quaschnig, V. (2015). *Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation* (Bd. 9. aktualisierte und erweiterte Auflage). München, Deutschland: Carl Hanser Verlag München. Abgerufen am 28. 10 2015
- Reuter, B. (08. 05 2011). Biokraftstoff Natur im Tank. *Zeit online*.
- Rieke, S. (2015). *ETOGAS*. Präsentation, Stuttgart.
- Rosenwinkel, K.-H., Kroiss, H., Dichtl, N., Seyfried, C.-H., & Weiland, P. (2015). *Anaerobtechnik: Abwasser-, Schlamm- und Reststoffbehandlung, Biogasgewinnung* (Bd. 3. Auflage). (K.-H. Rosenwinkel, H. Kroiss, N. Dichtl, C.-H. Seyfried, & P. Weiland, Hrsg.) Berlin Heidelberg, Deutschland: Springer Vieweg. Abgerufen am 01. 11 2015
- Rügheimer, U. (25. 06 2013). www.audi-mediacycenter.com. Abgerufen am 06. 01 2016 von <https://www.audi-mediacycenter.com/de/pressemitteilungen/weltpremiere-audi-eroeffnet-power-to-gas-anlage-784>
- Schieder, D., Gronauer, A., Lebuhn, M., Bayer, K., Beck, J., Hiopp, G., & Binder, S. (März 2010). *Biogas Forum Bayern*. Abgerufen am 15. 10 2015 von https://www.biogas-forum-bayern.de/publikationen/Prozessmodell_Biogas.pdf
- Schmack, U. (2013). Power to Gas: Biologische Methanisierung. *8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2013), Berlin, 18.-20. November 2013*. Berlin.
- Smolinka, T., Günther, M., & Garcke, J. (2011). *NOW-Studie - Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff auf regenerativen Energien*. (F. ISE, & FCBAT, Hrsg.) Abgerufen am 1. Dezember 2015 von Kurzfassung Abschlussbericht: <http://docslide.de/documents/technologie-der-wasserelektrolyse-abschlussbericht-frauenhofer-ise.html>
- solares bauen GmbH. (2014). *BHKW jetzt*. Von Förderungen nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) 2012: <http://www.bhkw-jetzt.de/foerderung/nach-ee-2014/> abgerufen
- Statista. (2015). *Statista*. Abgerufen am 21. 11 2015 von <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/38897/umfrage/co2-emissionsfaktor-fuer-den-strommix-in-deutschland-seit-1990/>

- Sterner, M., & Stadler, I. (26. 09 2014). *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Deutschland: Springer-Verlag. Abgerufen am 10. 01 2016
- Töpler, J., & Lehmann, J. (2014). *Wasserstoff und Brennstoffzelle - Technologien und Marktperspektiven*. Berlin: Springer Verlag.
- Trost, T., Horn, S., Jentsch, M., & Sterner, M. (September 2012). Erneuerbares Methan: Analyse der CO₂-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*(Volume 36, Issue 3), 173 - 190.
- Umwelt- und Energie-Report. (2. Juli 2015). *Energiespeicher: Power to Gas*. Abgerufen am 30. November 2015 von <http://www.umwelt-energie-report.de/2015/07/energiespeicher-power-to-gas/>
- Viessmann Deutschland GmbH. (03 2013). Abgerufen am 11. 20 2015 von <http://www.viessmann.de/de/kommunen/power-to-gas.html/>
- Viessmann Werke GmbH & Co.KG. (2015). *Schlüsseltechnologie zum Gelingen der Energiewende*. Allendorf (Eder).
- Wenske, M. (2008). *Wasserstoff - Herstellung per Elektrolyse*. Abgerufen am 20. November 2015 von http://194.94.72.39/dokumentenverwaltung/dokumanagement/psfile/file/4/tb_regwa_2491d57f6cdbc6.pdf
- Wesselak, V., Schabbach, T., Link, T., & Fischer, J. (2013). *Regenerative Energietechnik* (Bd. 2. erweiterte und vollständig neu bearbeitete Auflage). (I. f. Energietechnik, Hrsg.) Berlin Heidelberg, Deutschland: Springer Vieweg. Abgerufen am 15. 10 2015
- ZBT. (10. 08 2016). *Elektrolyse*. Abgerufen am 04. 11 2015 von <http://www.zbt-duisburg.de/portfolio/elektrolyse/>
- ZBT. (10. 08 2016). *Reformersysteme*. Abgerufen am 04. 11 2015 von <http://www.zbt-duisburg.de/portfolio/wasserstoffherzeugung/reformersysteme/>
- ZBT. (10. 08 2016). *ZIM-Projekt zur Entwicklung von Stromverteilerstrukturen für PEM-Elektrolysezellen*. Abgerufen am 04. 11 2015 von <http://www.zbt-duisburg.de/de/aktuell/fe-highlights/thema-des-monats/detail/News/zim-projekt-zur-entwicklung-von-stromverteilerstrukturen-fuer-pem-elektrolysezellen.html>

Reutlinger Diskussionsbeiträge zu Marketing & Management –

herausgegeben von

Prof. Dr. Carsten Rennhak

Universität der Bundeswehr München

Institut für Organisationskommunikation

Werner-Heisenberg-Weg 39

D-85577 Neubiberg

Fon: +49 (0)89 / 6004-3128

Fax: +49 (0)89 / 6004-2252

E-Mail: carsten.rennhak@unibw.de

Internet: www.unibw.de/bw/institute/organisationskommunikation

und

Prof. Dr. Gerd Nufer

Hochschule Reutlingen

ESB Business School

Institut für Marketing, Marktforschung & Kommunikation

Alteburgstraße 150

D-72762 Reutlingen

Fon: +49 (0)7121 / 271-6011

Fax: +49 (0)7121 / 271-906011

E-Mail: gerd.nufer@reutlingen-university.de

Internet: www.marketing-kfru.de

Bisher erschienen

- 2006 - 1** *Felix Morlock / Robert Schäffler / Philipp Schaffer / Carsten Rennhak:*
Product Placement – Systematisierung, Potenziale und Ausblick
- 2006 - 2** *Marko Sarstedt / Kornelia Huber:*
Erfolgsfaktoren für Fachbücher – Eine explorative Untersuchung verkaufsbeeinflussender Faktoren am Beispiel von Marketing-Fachbüchern
- 2006 - 3** *Michael Menhart / Carsten Rennhak:*
Drivers of the Lifecycle –
the Example of the German Insurance Industry
- 2006 - 4** *Siegfried Numberger / Carsten Rennhak:*
Drivers of the Future Retailing Environment
- 2006 - 5** *Gerd Nufer:*
Sportsponsoring bei Fußball-Weltmeisterschaften:
Wirkungsvergleich WM 2006 versus WM 1998
- 2006 - 6** *André Bühler / Gerd Nufer:*
The Nature of Sports Marketing
- 2006 - 7** *Gerd Nufer / André Bühler:*
Lessons from Sports:
What Corporate Management can learn from Sports Management

- 2007 - 1** *Gerd Nufer / Anna Andresen:*
Empirische Untersuchung zum Image der
School of International Business (SIB) der Hochschule Reutlingen
- 2007 - 2** *Tobias Kesting:*
Marktsegmentierung in der Unternehmenspraxis:
Stellenwert, Vorgehen und Herausforderungen
- 2007 - 3** *Marie-Sophie Hieke / Marko Sarstedt:*
Open Source-Marketing im Unternehmenseinsatz
- 2007 - 4** *Ahmed Abdelmoumene:*
Direct-to-Consumer-Marketing in der Pharmaindustrie
- 2007 - 5** *Mario Gottfried Bernards:*
Markenmanagement von politischen Parteien in Deutschland –
Entwicklungen, Konsequenzen und Ansätze der erweiterten
Markenführung
- 2007 - 6** *Christian Führer / Anke Köhler / Jessica Naumann:*
Das Image der Versicherungsbranche unter angehenden
Akademikern – eine empirische Analyse

- 2008 - 1** *Gerd Nufer / Katharina Wurmer:*
Innovatives Retail Marketing
- 2008 - 2** *Gerd Nufer / Victor Scheurecker:*
Brand Parks als Form des dauerhaften Event-Marketing
- 2008 - 3** *Gerd Nufer / Charlotte Heine:*
Internationale Markenpiraterie
- 2008 - 4** *Gerd Nufer / Jennifer Merk:*
Ergebnisse empirischer Untersuchungen zum Ambush Marketing
- 2008 - 5** *Gerd Nufer / Manuel Bender:*
Guerilla Marketing
- 2008 - 6** *Gerd Nufer / Christian Simmerl:*
Strukturierung der Erscheinungsformen des Ambush Marketing
- 2008 - 7** *Gerd Nufer / Linda Hirschburger:*
Humor in der Werbung

- 2009 - 1** *Gerd Nufer / Christina Geiger:*
In-Game Advertising
- 2009 - 2** *Gerd Nufer / Dorothea Sieber:*
Factory Outlet Stores – ein Trend in Deutschland?
- 2009 - 3** *Bianca Frank / Carsten Rennhak:*
Product Placement am Beispiel des Kinofilms
Sex and the City: The Movie
- 2009 - 4** *Stephanie Kienzle / Carsten Rennhak:*
Cause-Related Marketing
- 2009 - 5** *Sabrina Nadler / Carsten Rennhak:*
Emotional Branding in der Automobilindustrie –
ein Schlüssel zu langfristigem Markenerfolg?
- 2009 - 6** *Gerd Nufer / André Bühler:*
The Importance of mutual beneficial Relationships
in the Sponsorship Dyad

- 2010 - 1** *Gerd Nufer / Sandra Oexle:*
Marketing für Best Ager
- 2010 - 2** *Gerd Nufer / Oliver Förster:*
Lovemarks – emotionale Aufladung von Marken
- 2010 - 3** *Gerd Nufer / Pascal Schattner:*
Virales Marketing
- 2010 - 4** *Carina Knörzer / Carsten Rennhak:*
Gender Marketing
- 2010 - 5** *Ottmar Schneck:*
Herausforderungen für Hochschulen und Unternehmen durch
die Generation Y – Zumutungen und Chancen durch die neue
Generation Studierender und Arbeitnehmer
- 2010 - 6** *Gerd Nufer / Miriam Wallmeier:*
Neuromarketing
- 2010 - 7** *Gerd Nufer / Anton Kocher:*
Ingredient Branding
- 2010 - 8** *Gerd Nufer / Jan Fischer:*
Markenmanagement bei Einzelsportlern
- 2010 - 9** *Gerd Nufer / Simon Miremadi:*
Flashmob Marketing

- 2011 - 1** *Hans-Martin Beyer / Simon Brüseken:*
Akquisitionsstrategie "Buy-and-Build" –
Konzeptionelle Aspekte zu Strategie und Screeningprozess
- 2011 - 2** *Gerd Nufer / Ann-Christin Reimers:*
Looking at Sports –
Values and Strategies for International Management
- 2011 - 3** *Ebru Sahin / Carsten Rennhak:*
Erfolgsfaktoren im Teamsportsponsoring
- 2011 - 4** *Gerd Nufer / Kornelius Prell:*
Operationalisierung und Messung von Kundenzufriedenheit
- 2011 - 5** *Gerd Nufer / Daniel Kelm:*
Cross Selling Management
- 2011 - 6** *Gerd Nufer / Christina Geiger:*
Ambush Marketing im Rahmen der
FIFA Fußball-Weltmeisterschaft 2010
- 2011 - 7** *Gerd Nufer / Felix Müller:*
Ethno-Marketing
- 2011 - 8** *Shireen Stengel / Carsten Rennhak:*
Corporate Identity – Aktuelle Trends und Managementansätze
- 2011 - 9** *Clarissa Müller / Holger Benad / Carsten Rennhak:*
E-Mobility – Treiber, Implikationen für die beteiligten Branchen und
mögliche Geschäftsmodelle
- 2011 - 10** *Carsten Schulze / Carsten Rennhak:*
Kommunikationspolitische Besonderheiten regulierter Märkte
- 2011 - 11** *Sarina Rehme / Carsten Rennhak:*
Marketing and Sales – successful peace-keeping
- 2011 - 12** *Gerd Nufer / Rainer Hirt:*
Audio Branding meets Ambush Marketing

2011 - 13 *Peter Kleine-Möllhoff / Martin Haußmann / Michael Holzhausen / Tobias Lehr / Mandy Steinbrück:*

Energie- und Ressourceneffizienz an der Hochschule Reutlingen – Mensa, Sporthalle, Aula, Containergebäude 20, Kindertagesstätte

2011 - 14 *Peter Kleine-Möllhoff / Manuel Kölz / Jens Krech / Ulf Lindner / Boris Stassen:*

Energie- und Ressourceneffizienz an der Hochschule Reutlingen – Betriebshalle, Vorlesungsgebäude Textil & Design, Hochschulservicezentrum

2011 - 15 *Peter Kleine-Möllhoff / Svenja Gerstenberger / Junghan Gunawan / Michael Schneider / Bernhard Weisser:*

Energie- und Ressourceneffizienz an der Hochschule Reutlingen – Verwaltung, Bibliothek, Rechenzentrum, Betriebswirtschaft, Chemie, Wirtschaftsingenieurwesen

- 2012 - 1** *Gerd Nufer / Aline Kern:*
Sensation Marketing
- 2012 - 2** *Gerd Nufer / Matthias Graf:*
Kundenbewertung
- 2012 - 3** *Peter Kleine-Möllhoff / Holger Benad / Frank Beillard /
Mohammed Esmail / Martina Knöll:*
Die Batterie als Schlüsseltechnologie für die Elektromobilität
der Zukunft. Herausforderungen – Potentiale – Ausblick
- 2012 - 4** *Miriam Linder / Carsten Rennhak:*
Lebensmittel-Onlinehandel in Deutschland
- 2012 - 5** *Gerd Nufer / Vanessa Ambacher:*
Eye Tracking als Instrument der Werbeerfolgskontrolle
- 2012 - 6** *Gerd Nufer / Catrina Heider:*
Testimonialwerbung mit prominenten Sportlern –
eine empirische Untersuchung
- 2012 - 7** *Peter Kleine-Möllhoff / Holger Benad / Marina Bruttel /
Aron Leitmannstetter / Mourad Ouaid / Stefan Will:*
Infrastrukturelle Aspekte der Elektromobilität von morgen

- 2013 - 1** *Patrick Bieg / Carsten Rennhak / Holger Benad:*
*Strategien zur Implementierung von alternativen Antriebskonzepten
in China*
- 2013 - 2** *Holger Benad / Martin Bode / Andreas Hack / Peter Kleine-Möllhoff /
Hanna Wagner:*
*Developing a potential business model for the automotive and
the energy industry*
- 2013 - 3** *Gerd Nufer / Sabrina Bohnacker:*
Marken- und Produktrelaunch –
Charakterisierung und Analyse von Praxisbeispielen

- 2014 - 1** *Köllnberger, Jan / Sander, Christian / Wiederkehr, Viktor / Rottenaicher Stefan / Rennhak, Carsten:*
Ergebnisse einer Marktstudie zur Kundenbindung im Retail Banking
- 2014 - 2** *Emil Nyerki:*
Wende in der Politik – Wende in der Unternehmenskultur?
- 2014 - 3** *Kristina Kurz / Peter Kleine-Möllhoff / Kristina Steinbiß:*
Chancen und Risiken deutscher Automobilhersteller im Bereich Alternative Antriebe in der VR China (induktive Analyse)
- 2014 - 4** *Gerd Nufer / Simon Kronenberg:*
Chancen für nachhaltige Geschäftsmodelle im Lebensmittel-Onlinehandel
- 2014 - 5** *Lina Hölker / Carsten Rennhak:*
Bank der Zukunft oder Zukunft der Bank?
Herausforderungen, Trends & Handlungsempfehlungen für die Retail-Bank der Zukunft
- 2014 - 6** *Gerd Nufer / Florian Fischer:*
Gender Marketing im Retail Management

2015 - 1 *Gerd Nufer / Claudia Sauer:*
Neuromarketing im Handel

2016 - 1 *Peter Kleine-Möllhoff / Claudio Dürr:*

Ökonomische und ökologische Betrachtungen zur Erhöhung der Methanausbeute von Biogasanlagen

ISSN 1863-0316