

Abschlussbericht zum Vorhaben

**„Methan aus erneuerbaren Energien – biologische
Umwandlung von Wasserstoff aus der Elektrolyse
zu Methan“**

gefördert von der

Deutschen Bundesstiftung Umwelt

AZ: 33505/01-32

NeTra Consult UG (h.b.)

in Kooperation mit der

Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover

Projektstart: 01.03.2017

Laufzeit: 12 Monate

Hannover, Juli 2018

Erstellt durch:

NeTra Consult UG (haftungsbeschränkt)

Königswortherstraße 23A

30167 Hannover

Tel.: +49 511 13222180

E-Mail: info@netra-consult.de

und

Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover

Institut für Siedlungswasserwirtschaft und Abfalltechnik (ISAH)

Welfengarten 1

30167 Hannover

Mittelgeber:

Deutsche Bundesstiftung Umwelt

Osnabrück

Aktenzeichen: 33505/1-32

Projektkennblatt

Inhaltsverzeichnis

=====

1 Einleitung und Veranlassung	7
2 Stand des Wissens und der Technik	8
2.1 Wasserstoffbedarf der Biomasse:	10
2.2 Verfahren für den Wasserstoffeintrag:	10
2.3 Nutzung von Reinsauerstoff auf kommunalen Kläranlagen:	11
3 Ergebnisse Arbeitspaket 1	12
3.1 Erprobung in Laborversuchen	12
3.1.1 Bau einer Versuchseinheit zur Messung des H ₂ -Eintrags durch Diffusion (ISAH)	12
3.1.2 Steuerung (NeTra Consult)	13
3.1.3 Auswahl und Beschaffung von fünf zu testenden Eintragskomponenten (NeTra Consult/ISAH)	14
3.1.4 Versuchsdurchführung und –auswertung mit Eintragskomponenten in Trinkwasser (ISAH)	14
3.1.4.1 Einfluss der Wassersäule auf den Wasserstoffeintrag	19
3.1.5 Versuchsdurchführung und –auswertung mit Eintragskomponenten in Anaerobschlamm (ISAH)	20
3.1.5.1 Adaption von Anaerobschlamm (Faulschlamm)	20
3.1.5.2 Eintragsversuche mit Anaerobschlamm (Faulschlamm)	20
3.1.5.3 Regelkonzept	24
4 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (NeTra)	29
4.1 Stromspeichertechnologien	29
4.1.1 Pumpspeicher	29
4.1.2 Druckluftspeicherkraftwerke	30
4.1.3 Batteriespeicher	31
4.1.4 Power-to-Gas-Technologie	32
4.2 Energierechtliche Rahmenbedingungen	32
4.2.1 EnWG	32
4.2.2 EEG 2017	33
4.3 Marktzugangsmöglichkeiten	36
4.3.1 Vermarktung nach Rückverstromung	36
4.3.2 Direktvermarktung der Wärme und des gespeicherten Gases	38
4.4 Ausgangssituation auf der kommunalen Kläranlage	40
4.5 Szenarien	42
4.6 Angesezte Strompreise	43
4.7 Mögliche Erlöse	44
4.8 Gasgestehungskosten	46

4.9 Kostenvergleich der Speichersysteme	51
4.10 Zusammenfassende Bewertung der Wirtschaftlichkeit	52
5 Öffentlichkeitsarbeit	53
6 Zusammenfassung und Fazit	53
7 Literaturverzeichnis	57

Verzeichnis der Bilder

Bild 1: Grobschemata für das Verfahren	11
Bild 2: Schematische Darstellung der aufgebauten Versuchsanlage	13
Bild 3 Untersuchte Eintragsselemente	14
Bild 4: Versuchsaufbau für Klarwasser-Tests	15
Bild 5: Exemplarische Darstellung der Eintragsselemente im Klarwassertest (links – Membranbelüfter, rechts - Silikonschlauch)	15
Bild 6: Exemplarische Darstellung des Wasserstoffdurchflusses und des Wasserstoffpartialdrucks in der Gasphase	16
Bild 7: Eintragstest mit der PTFE-Membran	17
Bild 8: Eintragstest mit AQUADYN UA-420BT Eintragsselement	17
Bild 9: Eintragstest mit Keramikmembran	18
Bild 10: Eintragstest mit handelsüblichen Silikonschlauch	18
Bild 11: Zusammenhang zwischen der Wassertiefe und Wasserstoff Flux.	19
Bild 12: Versuchsaufbau zu Wasserstoffeintrag mit Faulschlamm	21
Bild 13: pH-Wert und CSB im Versuchsverlauf mit Faulschlamm	22
Bild 14: Wasserstoffzugabe und Gaszusammensetzung im Kopfraum des Reaktors	22
Bild 15: Säurespektrum in einer stabilen Versuchsphase mit kontinuierlichen Beschickung	23
Bild 16: H ₂ -Akkumulation in der Gasphase, durchmischt/kontinuierlich, Wsp. = 3 m	25
Bild 17: H ₂ -Akkumulation in der Gasphase, undurchmischt/batch, Wsp. = 3 m	25
Bild 18: Einfluss einer Impulsdosierung auf die H ₂ -Konzentration (mit Biomasse)	26
Bild 19: Überblick über die einzelnen Regelleistungen (KRAFTWERKE 2017)	37
Bild 20: Entwicklung der Ausfallenergie (Quelle: Bundesnetzagentur)	37
Bild 21: Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien (IWES 2017)	43
Bild 22: Methangestehungskosten	49

Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 1: Wirkungsgrad des Bio-Sabatierprozess	9
Tabelle 2: Anlagen zum Bio-Sabatierprozess	9
Tabelle 3: Untersuchte Eintragsmodule	14
Tabelle 4: Zusammenfassung der Versuchsergebnisse bei Klarwasser	16
Tabelle 5: Spezifische Werte Faulbehälter einer kommunalen Kläranlage (DWA 2014)	40
Tabelle 6: H ₂ -Nutzungspotential in Abhängigkeit der hydraulischen Verweilzeit (Beispiel: 100000 EW)	41
Tabelle 7: Vergleich von CO ₂ -Dargebot und CO ₂ -Bedarf (Beispiel: 100.000 EW)	42
Tabelle 8. Mittlere Strompreise (Börse) in 2017	43
Tabelle 9: Erlöse für die Vermarktung der flexiblen Last von 1 MW in 2017	44
Tabelle 10: Reinsauerstoffnutzung aus der Elektrolyse	45
Tabelle 11: Investitionskosten	47
Tabelle 12: Methangestehungskosten [€/MWh]	48
Tabelle 13: Zusatzerlöse Szenario 1 [€/MWh]	49
Tabelle 14: Zusatzerlöse Szenario 2 [€/MWh]	50
Tabelle 15: Notwendiger Mindestertrag Szenario 1 [€/MWh als CH ₄]	50
Tabelle 16: Notwendiger Mindestertrag Szenario 2 [€/MWh als CH ₄]	51
Tabelle 17: Einspeicherkosten verschiedener Stromspeicher [€/MWh]	52

1 Einleitung und Veranlassung

Die Frage der Speicherung elektrischer Energie nimmt eine Schlüsselposition bei der technischen Realisierung der Energiewende und einer Steigerung des Anteils erneuerbarer Energiequellen im Strommix ein. Eine Möglichkeit der Energiespeicherung aus überschüssigem Strom stellt die Erzeugung von zunächst Wasserstoff durch Elektrolyse und anschließende chemische Umwandlung des Wasserstoffs, zusammen mit Kohlenstoffdioxid zu Methan, durch den Sabatierprozess da. Wie verschiedene Forschungsergebnisse der letzten Jahre gezeigt haben, kann auch in anaeroben Systemen durch eine externe Versorgung mit Wasserstoff, der Umsatz der hydrogenoclastischen Methanogenen gesteigert werden. Unter dem Begriff des Bio-Sabatierprozesses wurde von der Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover ein Patent für den blasenfreien Eintrag des Wasserstoffs und einer entsprechenden Regelung angemeldet. Die Technologie kann theoretisch in jeder landwirtschaftlichen Biogasanlage oder auf Kläranlagen mit anaerober Faulung eingesetzt werden.

Ziel dieses F&E-Vorhabens ist es, die Umsetzung des Patentes in Laborversuchen und einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zu verifizieren und Kennwerte für eine Verfahrensauslegung zu ermitteln. Als Schwerpunkte im Rahmen des hier beantragten Forschungsprojektes sollen

- Verschiedene Komponenten für einen blasenfreien Wasserstoffeintrag untersucht werden.
- Der Regelalgorithmus erprobt werden.
- Die zu erwartende Wirtschaftlichkeit auf Basis der Kennwerte abgeschätzt werden.

Die geplanten Aktivitäten gliedern sich in zwei Arbeitspakete:

Im Arbeitspaket 1 „Erprobung in Laborversuchen“ wird zunächst der maximale blasenfreie H₂-Flux verschiedener als Eintragskomponenten grundsätzlich geeigneter Diffuser, wie z.B. Membran, in Reinwasser und im zweiten Schritt in einer an die Methanogenese aus H₂ und CO₂ adaptierten Biomasse ermittelt. Weiterhin wird ein Regelalgorithmus aufgebaut und Erprobt, welcher den H₂-Eintrag in das Biomassensystem in Abhängigkeit des H₂-Konzentration in der Gasphase regelt. Zur Durchführung der Laborversuche wird vom Institut für Siedlungswasserwirtschaft und Abfalltechnik ein kontinuierlich durchflossener Versuchsreaktor aufgebaut und betrieben, sowie analytisch begleitet. Der Aufbau und die Optimierung des Regelalgorithmus erfolgt durch die NeTra Consult.

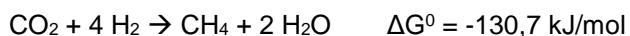
Im Arbeitspaket 2: „Wirtschaftlichkeitsbetrachtung auf Basis von Kennwerten“ werden die in den Versuchen ermittelten Kennwerte für den H₂-Eintrag verwendet, um die Kosten für eine großtechnische Umsetzung des Verfahrens abzuschätzen. Unter Berücksichtigung der Energiepreise und weiterer Einflussfaktoren wird auf dieser Basis die Gesamtwirtschaftlichkeit einer Energiespeicherung durch den Bio-Sabatier-Prozess im Benchmark mit anderen Speichertechnologien abgeschätzt und bewertet. Dabei wurden auch Betreibermodelle für die Erweiterungskomponenten zur Nutzung der Technologie in bestehenden Biogas-, bzw. Kläranlagen betrachtet. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird durch die NeTra Consult durchgeführt.

Die Ergebnisse des Vorhabens sind diesem gemeinsamen Abschlussbericht enthalten.

2 Stand des Wissens und der Technik

Im Biogas aus konventionellen anaeroben Anlagen liegt neben CH₄ ein erheblicher Anteil an CO₂ (bis 50 %) im Gas vor; durch die Dosierung von H₂ kann dieses vorliegende CO₂ in CH₄ umgesetzt und damit der CH₄-Anteil im Gas erhöht werden (LUO et al. 2012). Eine weitere Möglichkeit besteht darin, neben dem H₂ auch CO₂ in einen Reaktor mit hydrogennotrophen methanogenen Archaeen zu dosieren (Biogas-Plus-Projekt vom BTU Cottbus, SCHÖNBERG UND BUSCH 2012). Auf diese Weise wird zum einen der eingespeiste H₂ in CH₄ umgesetzt, zum anderen kann überschüssiges CO₂ (z.B. Rauchgas aus Industrieprozessen) verwertet werden. Im Patent WO 2012/110256 wurde zur optimalen Versorgung der Mikroorganismen ein überstöchiometrisches Verhältnis von > 5:1 für diesen Prozess als notwendig erachtet. LUO et al. 2012 haben in thermophilen Laborversuchen gezeigt, dass der Wasserstoff mit Hilfe von Diffusionsmembranen direkt blasenfrei eingetragen werden kann.

Eine Speicherung von überschüssigem Strom kann, neben bereits im Einsatz befindlichen Speichertechnologien, auch nach Umwandlung durch Elektrolyse von H₂O zu H₂ und O₂ erfolgen. Da für die energetische Speicherung von H₂ im Erdgasnetz nur begrenzte Kapazitäten vorhanden sind, wird die weitere Umwandlung des H₂ in CH₄ als sinnvoll erachtet. Die Methanbildung aus H₂ kann zum einen auf chemischem (z.B. DE 25 39 735, DE 43 32 789, DE 10 2009 018 126, DE 10 2004 030 717, aktuelle Vorhaben: z.B. Power-to-Gas-Technologie vom ZSW, IWES und Solarfuel GmbH) als auch auf biologischem Wege (WO 2012/110256, Luo et al., 2012, Schönberg und Busch, 2012) erfolgen. Die chemische Reaktion (Sabatier-Prozess) ist nur bei hohen Drücken, Temperaturen (250 °C – 700 °C) und dem Einsatz von Katalysatoren möglich, was zu einem hohen Energiebedarf und damit zu einem niedrigen Wirkungsgrad des Prozesses ($\eta \leq 80 \%$) führt. Im Gegensatz dazu läuft der sogenannte Bio-Sabatier-Prozess unter Nutzung methanogener Mikroorganismen bei Normaldruck und deutlich niedrigeren Temperaturen (mesophil: ca. 37 °C, thermophil: 55 °C) mit folgender Stöchiometrie ab:



Der Wirkungsgrad des Prozesses beträgt ca. 83%, wobei für die Speicherung der Energie der Gesamtwirkungsgrad der Verfahrenskette aus Elektrolyse und Bio-Sabatierprozess von Bedeutung ist (vgl. Tabelle 1). Dieser beträgt ca. 62% und hängt im Wesentlichen von der Elektrolyse ab.

Für die Umsetzung der Bio-Sabatiertechnik können vorhandene Biogasanlagen und Faulbehälter genutzt werden. Bei diesen Anlagen ist neben der Technologie selbst, i.d.R. auch der Anschluss an das Erdgasnetz und damit die direkte Einspeise- und Speichermöglichkeit gegeben.

Tabelle 1: Wirkungsgrad des Bio-Sabatierprozess

Bio-Sabatier	CO₂	+ 4 H₂	=> CH₄	+ 2 H₂O	Wirkungsgrad
Energie [kWh]	-	266	222	-	83 %
Elektrolyse	Strom	+ 2 H₂O	=> 2 H₂	+ O₂	
Energie [kWh]	~ 179	-	134		~ 75 %
Gesamtwirkungsgrad Strom => Elektrolyse => Bio-Sabatier => Methan					~ 62 %

Weitere Arbeiten mit Hohlfasermembranen wurden von ZELL et al. 2016 im Labormaßstab zur Untersuchung des blasenfreien Eintrags und der in-situ-Methanbildung aus Wasserstoff durchgeführt. Dabei wurden Glucose und Zellulose als Substrate zur CO₂-Versorgung eingesetzt. Ein Nähr- und Spurenstoffmangel wurde durch Nährlösung ausgeglichen. Die Höhe der Methankonzentration waren dabei im Langzeitbetrieb durch die CO₂-Zehrung und den damit verbundenen pH-Wertanstieg limitiert, da die Archaea bei pH-Werten > 7,5 gehemmt werden können. Bei der Wasserstoffeinbringung über Membranen wurde eine druckabhängige Rückdiffusion von Methan in die Membrane beobachtet, bestätigten aber insgesamt den Vorteil des blasenfreien Eintrags.

Tabelle 2: Anlagen zum Bio-Sabatierprozess

Verfahren H₂ Eintrag	Biomasse	V_{reaktor}	Quelle
Dosierung in Gasraum	Suspendiert	0,5 L	AY et al. 2016
Hohlfasermembran	Suspendiert	2 L	LUO et al. 2012
Hohlfasermembran	Suspendiert	2 und 5 L	ZELL et al. 2016
Dosierung in Gasraum/Rieselbett	Biofilm (Rieselbett)	27 L	BURKHARDT 2013
Rühren	Suspendiert	100 L	BENJAMINSSON et al. 2013
Rühren	Suspendiert	5 m ³	VISSMANN (2015)
Rühren	Suspendiert, Reinkultur	10 m ³	ELECTROCHEAE 2016

Tabelle 2 zeigt eine Auswahl von Reaktoren zur Umsetzung des Bio-Sabatierprozesses. Während verschiedene Forschungsarbeiten im Labormaßstab veröffentlicht sind, sind derzeit weltweit nur zwei großtechnische Realisierungen dokumentiert. In einem Rührkesselreaktor (Standort: Allendorf (Eder), VIESSMANN 2015) wird H_2 aus einem Elektrolyseur und CO_2 aus einer Biogasanlage über ein schnell laufendes Rührwerk über die Oberfläche eingebracht und im nachgeschalteten Fermenter zu Methan umgewandelt. Das Methan wird für die Nutzung durch einen Autobauer als Kraftstoff ins Erdgasnetz eingespeist. Die Fa. Electrochaea führt derzeit auf der Kläranlage Kopenhagen die großtechnische Erprobung (Start im Juni 2016) des Prozesses mit im Labor angereicherten Archaea-Stämmen durch. Der Substrateintrat (H_2 und CO_2) erfolgt ebenfalls durch eine hohe Turbulenz, welche durch ein Rührwerk erzeugt wird.

2.1 Wasserstoffbedarf der Biomasse:

Der Zielwert für die Wasserstoffkonzentration in der wässrigen Phase, bei der eine maximale Umsetzungsrate der Biomasse erreicht wird, ergibt sich durch die kinetischen Größen der hydrogenotrophen Archaeen. Die Hälbsättigungskonzentration der Archaeen für Wasserstoff liegt bei $K_s = 0,025 \text{ mg } H_2/L$ (bzw. $0,2 \text{ mg CSB/L}$). Ein maximaler Umsatz wird demnach schon bei $0,05 \text{ mg } H_2/L$ (bzw. $0,4 \text{ mg CSB/L}$) erreicht. So können maximal $5,5 \text{ mg } H_2/g \text{ oTR/d}$ (bzw. $44 \text{ mg CSB/g oTR/d}$) umgesetzt werden.

Aus der Sättigungskonzentration für Wasserstoff von $0,0833 \text{ kg/m}^3$ (20° und Normaldruck) und der H_2 -Konzentration für den maximalen Umsatz von $0,05 \text{ mg } H_2/L$ lässt sich berechnen, dass dieser bereits bei einem H_2 -Partialdruck von 60 mbar erreicht wird.

2.2 Verfahren für den Wasserstoffeintrag:

Es stehen verschiedene Verfahren für den Eintrag von Gasen in die wässrige Phase zur Verfügung. Grundlage für die Verfahrensauswahl einer geeigneten Methode zur Wasserstoffeinbringung sind die folgenden Randbedingungen:

1. Blasenfreier Eintrag, um die Verluste durch aufsteigende Blasen zu vermeiden und somit eine bessere Ausnutzung des Gases zu erreichen.
2. Eine möglichst geringe H_2 -Konzentration im Gasraum des Reaktors zu haben, da dieser Wasserstoff mit dem Biogas, bzw. Methan abgezogen wird und somit nicht für den Umwandlungsprozess zur Verfügung steht. Weiterhin wird durch eine niedrige H_2 -Konzentration die Explosionsgefahr reduziert.
3. Keine große Rührwerksleistung, um eine energieeffiziente Nachrüstung großer Faulbehälter und Biogasanlagen ($V_{\text{reaktor}} = 50 - 10.000 \text{ m}^3$) zu ermöglichen

Die beiden Anforderungen lassen sich durch einen Eintrag über Diffusion in den Wasserkörper realisieren. Das in der Verfahrenstechnik ebenfalls Einsatz findende Rührverfahren, bei dem das im Gasraum vorliegende Gas durch hohe Turbulenz und Schaffung einer großen Oberfläche in Lösung geht, ist energetisch nicht effizient; weiterhin muss ständig Wasserstoff in ausreichenden Konzentrationen im Gasraum vorliegen.

Membranverfahren zum blasenfreien Eintrag von Gasen entsprechen dem Stand der Technik (Chmiel 2011) und sind daher das aussichtsreichste Verfahren zur blasenfreien Wasserstoffeinbringung bei gleichzeitig hoher Ausnutzung durch die methanbildende Biomasse.

Der Übergang des Wasserstoffs in die wässrige Phase kann hierbei über den Diffusionskoeffizienten beschrieben werden. Dieser beträgt für Wasserstoff in Wasser nach de Blok et al. (1982) $D_{H_2} = 3,9 \cdot 10^{-9} \text{ m}^2/\text{s}$ (bei 30°C). Die Stoffübertragung kann dabei durch die biochemischen Umsetzungsprozesse im System beschleunigt werden, da eine ständige Zehrung des Wasserstoffs durch die Biomasse erfolgt.

Ein neuer Ansatz zum Eintrag von Wasserstoff in anaerobe Reaktoren wurde von BUSCH UND BURKHARDT 2018 beschrieben. Dieses Konzept beschreibt eine biologische Methanisierung von CO_2 und H_2 an einer anaerob-bioreaktiver permeablen Wand. Dabei wird der Gasraum, zum Austrag des CH_4 , von der flüssigen Phase, wo die Methanisierung erfolgt, durch eine mit Biofilm bewachsene permeable Wand getrennt. Die Wand wird als Rohr über die gesamte Reaktorhöhe integriert und sorgt für einen gleichmäßigen Austrag des CH_4 , über den gesamten Reaktionsraum. Durch den Austrag des Reaktionsproduktes soll die Reaktionsgeschwindigkeit der hydrogenotrophen Methanogenese deutlich beschleunigt werden. Die bisherigen in Labor erzielten Ergebnisse sind vielversprechend, jedoch noch nicht ausreichend quantifiziert. Das Langzeitverhalten des Biofilms und der Kosten-Nutzen-Vergleich sind ebenfalls noch offene Fragestellungen. Auch die blasenfreie Eintragung des H_2 wurde nicht untersucht. Das Verfahren befindet sich noch in einer frühen Entwicklungsphase und wird nach Meinung der Autoren noch ca. 4-5 Jahre bis zur Marktreife brauchen.

2.3 Nutzung von Reinsauerstoff auf kommunalen Kläranlagen:

Der Einsatz von Reinsauerstoff, an Stelle von Luft, für die Versorgung der Biomasse zur aeroben Reinigung von Abwasser, gehört vor allem als Ertüchtigungsmaßnahmen auf Kläranlagen zum Stand der Technik. In dem Arbeitsbericht der DWA-Arbeitsgruppe KEK-10.1 „Wasserstoffbasierte Energiekonzepte“ (DWA 2016) wird von einer Pilotumsetzung der Einspeisung von O_2 aus der Elektrolyse berichtet (Kläranlage Barth, Mecklenburg-Vorpommern). Dabei wird der erzeugte Sauerstoff in einem Druckbehälter gespeichert und anschließend zur Abdeckung von Bedarfsspitzen der Belebung zugeführt.

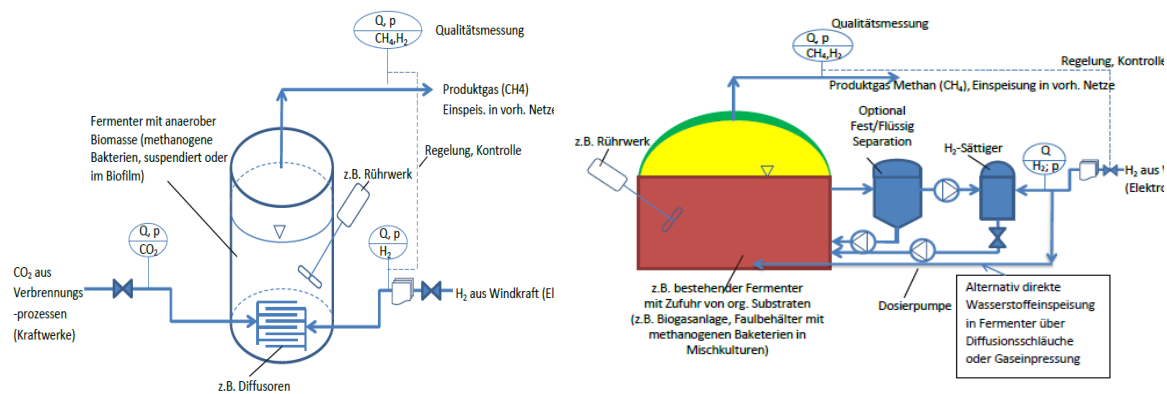


Bild 1: Groudschemata für das Verfahren

3 Ergebnisse Arbeitspaket 1

3.1 Erprobung in Laborversuchen

Im AP1 „Erprobung in Laborversuchen“ wurde zunächst der maximale blasenfreie H₂-Flux verschiedener als Eintragskomponenten grundsätzlich geeigneter Diffusoren in Reinwasser und im zweiten Schritt in einer an die Methanogenese aus H₂ und CO₂ adaptierten Biomasse ermittelt. Weiterhin wurde ein Regelalgorithmus aufgebaut und erprobt, welcher den H₂-Eintrag in das Biomassensystem in Abhängigkeit des H₂-Konzentration in der Gasphase regelt.

Zur Durchführung der Laborversuche wurde vom Institut für Siedlungswasserwirtschaft und Abfalltechnik ein kontinuierlich durchflossener Versuchsreaktor aufgebaut und betrieben sowie analytisch begleitet.

Der Aufbau und die Optimierung des Regelalgorithmus erfolgten durch die NeTra Consult.

3.1.1 Bau einer Versuchseinheit zur Messung des H₂-Eintrags durch Diffusion (ISAH)

Zur Untersuchung vom Wasserstoffeintrag mit unterschiedlichen Eintrags-elementen wurde ein Versuchsreaktor aufgebaut. Der Reaktor bestand aus zwei zusammengesetzten Acrylglas-Elementen mit einer gesamthöhe von 3 Metern. Das Arbeitsvolumen betrug ca. 115 L. Die Eintrags-elemente konnten entweder über die jeweils mit Flansch verbundene Boden- oder Deckenplatte platziert werden. Die Messausstattung bestand aus Sensoren (BlueSens, Typ BCP) zur Messung der H₂-, CH₄- und CO₂-Konzentration in der Gasphase, einer Biogas-Durchflussmessung (Ritter, TG05), einem Druck- und Temperatursensor (Fabrikat Jumo dTrans) im Gasraum oberhalb des Wasserspiegels sowie Temperatur und pH- Sensor (Xylem Analytics, Typ EGA121) unterhalb des Wasserspiegels.

Für die Zuführung von Gas wurde eine Eintrags- und Regelstrecke mit Magnetabsperrventil und einem Regelventil (Bronkhorst GmbH, Typ F-201CV-2K0-MGD-22-V) installiert.

Die Steuerung wurde vom Industriepartner bereitgestellt und die Messwertaufnahme erfolgte mit der BlueVis-Software von BlueSens GmbH.

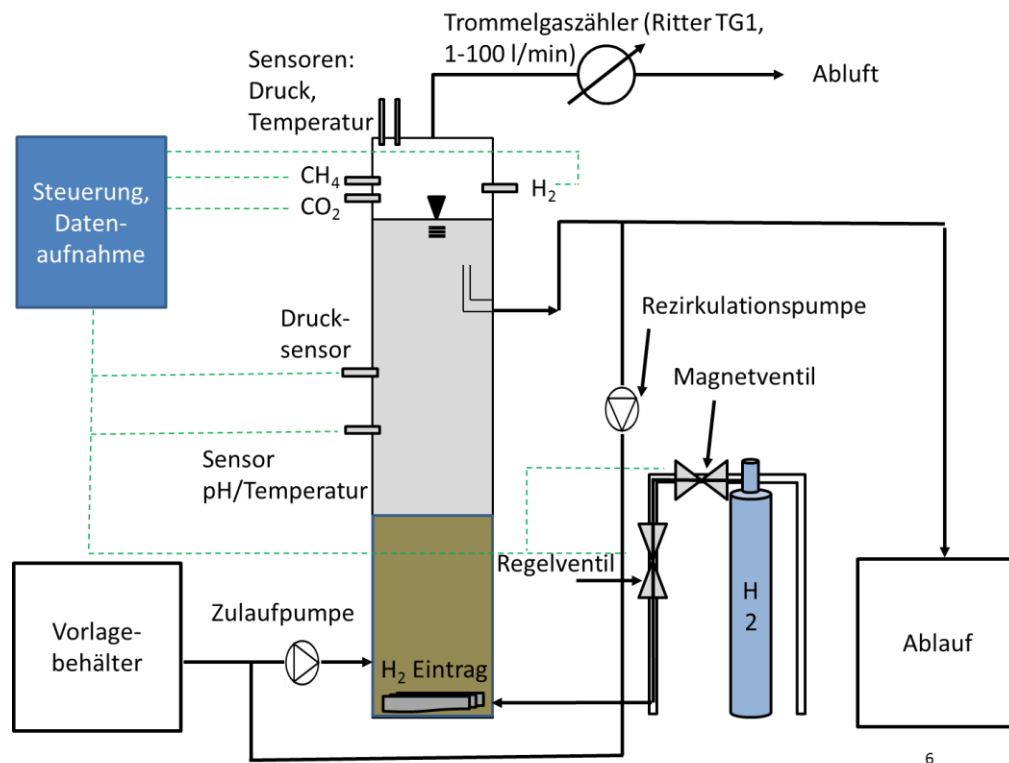


Bild 2: Schematische Darstellung der aufgebauten Versuchsanlage

3.1.2 Steuerung (NeTra Consult)

Die Steuerung der Versuchsanlage sollte nach einem Semi-automatisierten Konzept umgesetzt werden. Zum einen sollten manuelle Versuche durchgeführt werden und zum anderen sollte ein kontinuierlicher Betrieb der Anlage mit Wasserstoff möglich sein.

Für diesen Anwendungsfall wurde ein Schaltschrank aus dem Bestand der NeTra umgerüstet. Folgende Anpassungen waren notwendig und wurden von einem Fachunternehmen vorgenommen:

- Einbindung der Steuerung,
- Anpassung von Mess- und Spannungsanschlüssen für die Messtechnik (Druck, Temperatur, Durchfluss, O_2 , H_2 -Warngerät) und
- Einrichtung der Ansteuerung des Regelventils für die H_2 -Gasstrecke.

Das Steuerprogramm wurde basierend auf der Programmiersprache IEC 61131-3 durch die NeTra Consult erstellt. Die Datenaufzeichnung erfolgt auf einer SD-Karte. Weiterhin können die Daten über einen WLAN-Zugang ausgelesen werden.

Für die Regelung des H_2 -Durchflusses in Abhängigkeit der im Gasraum gemessenen H_2 -Konzentration im automatisierten Modus wurde ein PID-Regler implementiert. Die Parametrierung sollte während des Betriebs der Versuchsanlage mit Biomasse erfolgen.

3.1.3 Auswahl und Beschaffung von fünf zu testenden Eintragskomponenten (NeTra Consult/ISAH)

In den Versuchen sollten unterschiedliche Eintrags Elemente für den blasenfreien Eintrag von H_2 in die Wasserphase untersucht werden. Dazu wurden folgende Membrane ausgewählt und beschafft (Zusammenfassung der technischen Parameter in Tabelle 3).

Tabelle 3: Untersuchte Eintrags Elemente

Modul	Länge (mm)	Durchmesser (mm)	Membranmaterial	Porengröße (nm)	Hersteller
Tellerbelüfter	-	200	Gummi	20.000	Jäger-Umwelttechnik
Wickelmodul	300	80	PTFE	N/A	CARLCO Ltd.
Hohlfaser-Modul	604	160	Polyacrylonitril	24	AQUADYN®
Keramische Platten	250	120	α - Al_2O_3	200	Nanopore®
Silikon-schlauch (VMQ)	1000	10	Polydimethylsiloxan	N/A	OMNILAB®



Tellerbelüfter

Wickelmodul

Hohlfasermodul

Plattenmodul

Silikon-schlauch

Bild 3 Untersuchte Eintrags Elemente

3.1.4 Versuchsdurchführung und –auswertung mit Eintragskomponenten in Trinkwasser (ISAH)

Durchführung

Zur Bewertung einzelner ausgewählter Eintragskomponenten wurden zunächst Eintrags-tests mit Klarwasser bei konstanter Temperatur und Wassersäule durchgeführt. Für das am besten geeignete Element wurde anschließend ebenfalls der Einfluss der Wassersäule untersucht. Die Klarwassertests wurden insgesamt über einen Zeitraum von vier Monaten durchgeführt. Es wurden insgesamt fünf Eintrags Elemente untersucht. Bild 4 zeigt den Versuchsaufbau für Eintrags tests mit Klarwasser.



Bild 4: Versuchsaufbau für Klarwasser-Tests

Bei der Testdurchführung wurde der H_2 -Durchfluss kontinuierlich bis zur sichtbaren Blasenbildung am Eintragsselement gesteigert. Der maximal erreichte Durchfluss bei dem noch keine Blasenbildung beobachtet wurde als Q_{max} bezeichnet. Bild 5 zeigt exemplarische den Belüftungsteller und den Silikonschlauch im Versuchsaufbau unter Beschickung mit Wasserstoff.

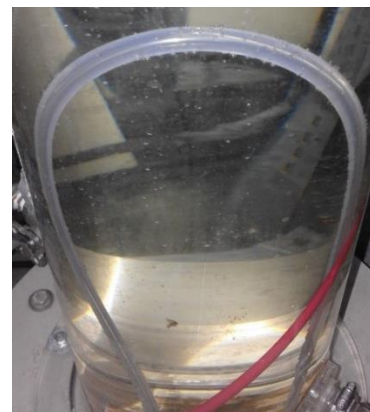
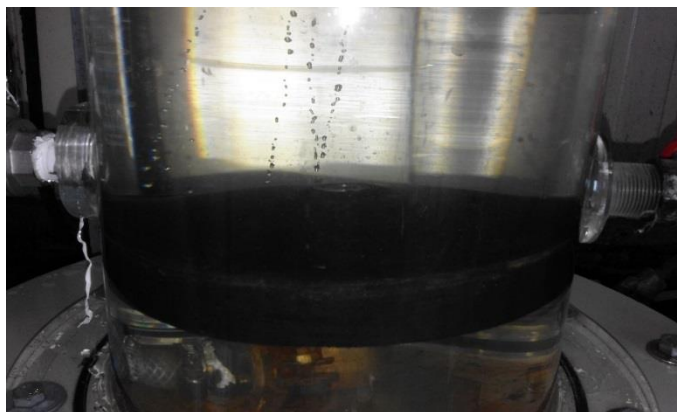


Bild 5: Exemplarische Darstellung der Eintragsselemente im Klarwassertest (links – Membranbelüfter, rechts - Silikonschlauch)

So haben sich z.B. an dem in der Bild 5 links gezeigten Belüftungsteller sofort beim Anlegen von Wasserstoffdruck Blasen gebildet. Dieses Element hat sich für den blasenfreien Eintrag als nicht geeignet erweisen. Hingegen bei dem rechts abgebildeten Silikonschlauch bilden sich erst bei höheren Durchflussmengen Blasen an der Oberfläche. Ähnliches Verhalten

zeigten auch andere untersuchte Eintrags Elemente. Bild 6 zeigt exemplarisch den Anstieg des Wasserstoffdurchsatzes und den daraus resultierenden Anstieg des H_2 -Partialdruck in der Gasphase.

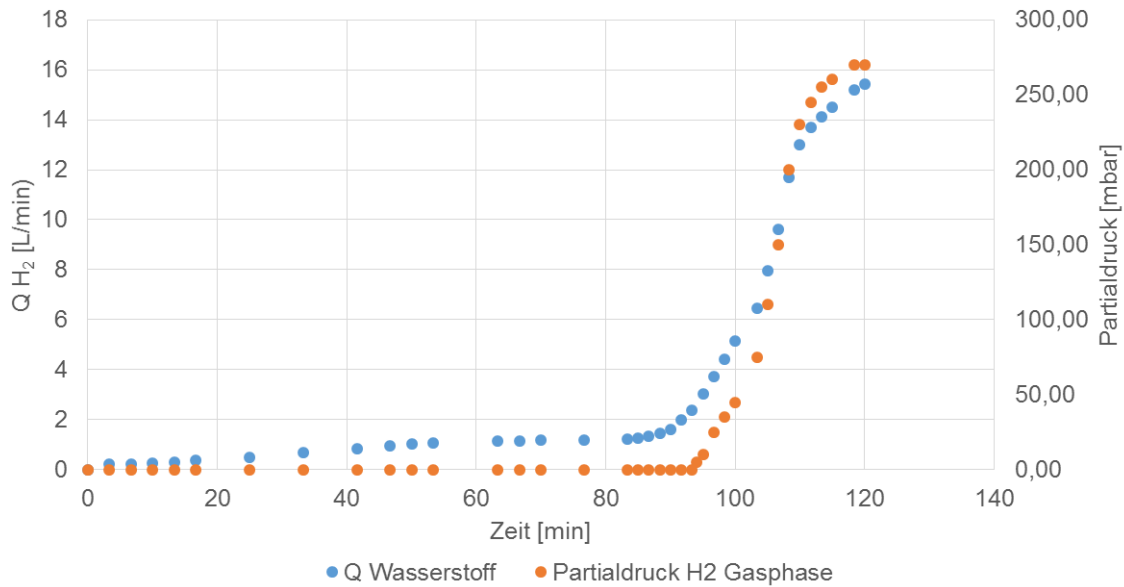


Bild 6: Exemplarische Darstellung des Wasserstoffdurchflusses und des Wasserstoffpartialdrucks in der Gasphase

Ergebnisse

Die mit den untersuchten Eintrags Elementen erzielten Versuchsergebnisse bei Klarwasser sind in Tabelle 4 zusammengefasst.

Tabelle 4: H_2 Eintragsversuchsergebnisse bei Klarwasser

Element Typ	Abmessungen H/L/B (m)	Struktur	Einsatzgebiet	Oberfläche (m ²)	Arbeitsdruck bei Q max (mbar)	Porengröße (µm)	Blasenfreier Eintrag	Max Q (L/min)	Flux I/(m ² ·h)
Belüfter-teller	~0,05/0,2/0,2	Gummi	Belüftung	0,024	n.a.	n.a.	Nein	n.a.	n.a.
PTFE-Membran	0,25/0,1	Holfaser	Mikrofiltration	1	260	n.a.	Ja	0,070	4,2
AQUADYN UA-420BT	0,75/0,2/0,2	Holfaser	Ultrafiltration	6	1.235	0.025	Ja	1,42	14,2
Keramik-element (7 Platen)	0,30/0,1/0,06	Feste Platten	Ultrafiltration	0,21	260	n.a.	Ja	1,62	463
Silikon-schlauch (2 mm)	0,01/1/0,01	Flexibler Schlauch	Schlauch pumpen	0,03	305	Porenfrei	Ja	0,32	620

Als wichtigsten Bewertungsparameter für alle untersuchten Eintrags Elemente kann der Flux bei blasenfreien Eintrag gesehen werden.

Der Belüfterteller hat sich als gänzlich ungeeignet für den blasenfreien Eintrag von Wasserstoff erweisen. Bereits beim niedrigen anliegenden Druck ist das Gas über die Gummiporen in Form von großen Blasen ausgetreten. Dieses Eintrags Element wurde daher nicht weiter betrachtet.



Bild 7: Eintragstest mit der PTFE-Membran

Der PTFE-Membran zeigte bei bereits relativ niedrigen Durchflüssen eine deutliche Blasenbildung an der Oberfläche (Bild 7). Mit diesem Element wurde nur einer sehr geringer blasenfreier Flux von $0,07 \text{ L}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ erreicht.



Bild 8: Eintragstest mit AQUADYN UA-420BT Eintrags Element

Das AQUADYN UA-420BT Eintrags Element zeigte ein deutlich besseres Eintragsverhalten. Es konnte ein blasenfreier Flux von $14,2 \text{ L}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ erreicht werden. Die bei steigendem Durchfluss gebildeten Blasen waren deutlich kleiner als bei der zuvor untersuchten PTFE-Membran (vgl. Bild 8).

Mit der Keramikmembran wurde ein blasenfreier Flux von 463 L/(m²·h) erreicht.



Bild 9: Eintragstest mit Keramikmembran

Bezogen auf die Eintragsfläche wurde mit dem Silikonschlauch (Silikonkautschuk VMQ, transparent, Härte 60 Shore A, Außendurchmesser 10mm, Wandstärke 2mm) als Eintragsselement mit Abstand das beste Ergebnis erzielt. Es wurde ein blasenfrier Eintrag mit einem Flux von 620 L/(m²·h) erreicht (Bild 10).



Bild 10: Eintragstest mit handelsüblichen Silikonschlauch

Die eingebrachte Menge an Wasserstoff ist als sehr hoch zu bewerten. Es sind keine spezifischen Literaturwerte zur Durchgängigkeit von Wasserstoff über Silikon in Abhängigkeit

von Druck verfügbar. Bei Normaldruck beträgt die berechnete Diffusion bei 2 mm Materialstärke ca. 5,7 L/(m²·h)¹. Die erzielten Ergebnisse von 620 L/(m²·h) zeigen, dass bei Überdruck die Durchgängigkeit deutlich zunimmt und Silikon eine sehr gute Eignung als Material für den blasenfreien Eintrag von Wasserstoff zeigt.

3.1.4.1 Einfluss der Wassersäule auf den Wasserstoffeintrag

Die Höhe der Wassersäule hat einen Einfluss auf die Löslichkeit von Wasserstoff. Annäherungsweise kann dieser Einfluss mit folgendem Zusammenhang beschrieben werden:

$$C_{gas} = (p_{gas} + p_{hyd}) \cdot a_{gas}$$

C_{gas} – Konzentration bei entsp. Wassersäule

p_{gas} – Partialdruck Gas

p_{hyd} – Partialdruck Wassersäule

a_{gas} – Löslichkeitskonstante

Bild 9 zeigt den gemessenen Wasserstoff-Flux bei den drei am besten geeigneten Eintrags-elementen. Der Belüfterteller sowie die PFFE-Membran wurde nicht untersucht, weil die auf Grundlage vorangegangenen Untersuchungen als nicht bzw. wenig geeignet für den blasenfreien Eintrag eingestuft wurden.

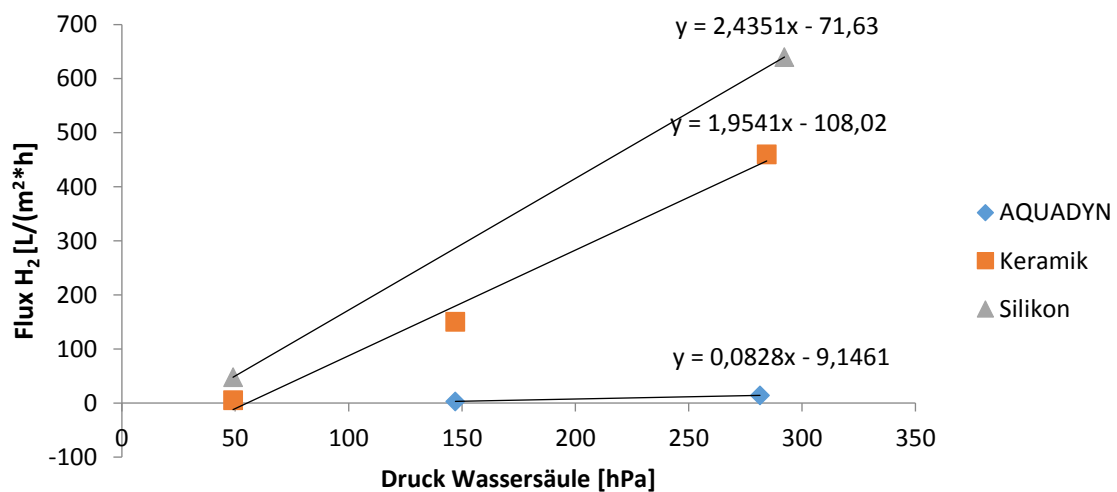


Bild 11: Zusammenhang zwischen der Wassertiefe und Wasserstoff Flux.

Bei allen untersuchten Elementen zeigte sich eine deutliche Abhängigkeit des maximalen blasenfreien Eintrags von der Höhe der Wassersäule bzw. dem hydrostatischen Druck. Die besten Ergebnisse wurden wie erwartet bei Platzierung in der maximalen Reaktortiefe erzielt.

3.1.4.1.1 Bewertung der Ergebnisse

¹ <http://www.goodfellow.com/G/Silikon-Elastomer.html> [letzter Zugriff 04.06.2018]

Sowohl mit der Keramikmembran als auch dem Silikonschlauch konnten sehr gute Ergebnisse bezüglich des blasenfreien Wasserstoffeintrages erzielt werden. Von der Handhabung, Verfügbarkeit und Preis ist der Silikonschlauch der Keramikmembran deutlich überlegen und würde sich für den Praxiseinsatz sehr gut eignen. Für den Praxiseinsatz wäre der direkte Einsatz als Schlauch oder Schlauchreck denkbar aber auch in Form von aus Silikon gefertigten Eintragsselementen.

Des Weiteren wurde festgestellt, dass die Platzierung der Eintragsselemente bezogen auf die Reaktorhöhe einen hohen Einfluss auf den blasenfreien Flux zeigt. Dieser Einfluss ist teilweise signifikanter als die Materialauswahl. Für den Praxiseinsatz ist eine möglichst hohe Wassersäule für die Eintragung zu wählen.

3.1.5 Versuchsdurchführung und –auswertung mit Eintragskomponenten in Anaerobschlamm (ISAH)

In Rahmen vom Arbeitspaket 1.4 wurden Eintragsversuche mit Faulschlamm der Kläranlage Hannover Herrenhausen durchgeführt (19 g/L oTR). Zunächst wurde der Faulschlamm an den Wasserstoffeintrag adaptiert und anschließend für die Eintragsversuche mit dem am besten gegienten Eintragsselement eingesetzt.

3.1.5.1 Adaption von Anaerobschlamm (Faulschlamm)

Ca. 19 L Faulschlamm wurde zunächst über vier Wochen in zwei anaeroben Reaktoren gleicher Bauweise an Beschickung mit Wasserstoff adaptiert. Der Faulschlamm wurde täglich mit einer Glukoselösung beschickt (Schlammbelastung 0,1 gCSB/goTR) und täglich mit Wasserstoff gespült. Täglich wurde der pH-Wert kontrolliert. Der Wasserstoff wurde nicht blasenfrei über einen Belüfterstein im Überschuss eingetragen. Die Gasproduktionsrate hat sich nach ca. zwei Wochen bei etwa 1,8 L/h stabilisiert, was einem 93%igen CSB Umsatz entspricht.

3.1.5.2 Eintragsversuche mit Anaerobschlamm (Faulschlamm)

Durchführung

Der Versuchsreaktor (115 L Arbeitsvolumen) wurde mit Faulschlamm der Kläranlage Herrenhausen befüllt und mit 19 L adaptierten Schlamm angeimpft. Die Versuchsdauer mit Faulschlamm betrug ca. zwei Monate.

Das Eintragsselement wurde am Boden des Reaktors platziert. Als Eintragsselement wurde Silikonschlauch gewählt, da mit diesem Element der beste Flux in Rahmen der Untersuchungen mit Klarwasser erzielt werden konnte. Der Reaktor wurde aus einer Vorlage semi-kontinuierlich mit einer Glukoselösung beschickt mit einer Schlammbelastung von 0,25 gCSB/goTR. Optional wurde eine zusätzliche Beschickung mit Überschussschlamm vorgesehen um evtl. Mangelerscheinungen zu bekämpfen. Der Reaktorinhalt wurde mit einer Schlauchpumpe durchmischt, die Umwälzungsrate betrug das 10fache Reaktorvolumen pro Tag. Während des Betriebs erfolgte eine regelmäßige Kontrolle des anaeroben Umsetzungsprozesses. Dazu wurden der pH-Wert und die Gaszusammensetzung täglich kontrolliert. Hierbei stand besonders die Acetogenese im Focus, welche durch höhere Wasserstoffpartialdrücke gehemmt werden kann. Es wurden ebenfalls Messungen des Spektrums

der kurzkettigen organischen Säuren in einer stabilen Versuchsphase durchgeführt. Bild 12 zeigt den Versuchsaufbau mit Faulschlamm.



Bild 12: Versuchsaufbau zu Wasserstoffeintrag mit Faulschlamm

Ergebnisse

Bild 13 zeigt die während der Versuchsdurchführung aufgenommenen pH- und CSB-Werte.

Der pH-Wert zeigt insgesamt einen stabilen Verlauf. Eine geringfügige Tendenz zum Übersäuern ist in der ersten Versuchswoche aufgetreten, der Reaktor hat sich jedoch ohne Gegenmaßnahmen schnell stabilisiert.

Die CSB Werte unterliegen messtechnisch bedingten geringen Schwankungen, insgesamt kann der Verlauf jedoch als stabil bezeichnet werden.

Bild 14 zeigt exemplarische die Gaszusammensetzung im Kopfraum des Reaktors bei Zugabe von Wasserstoff.

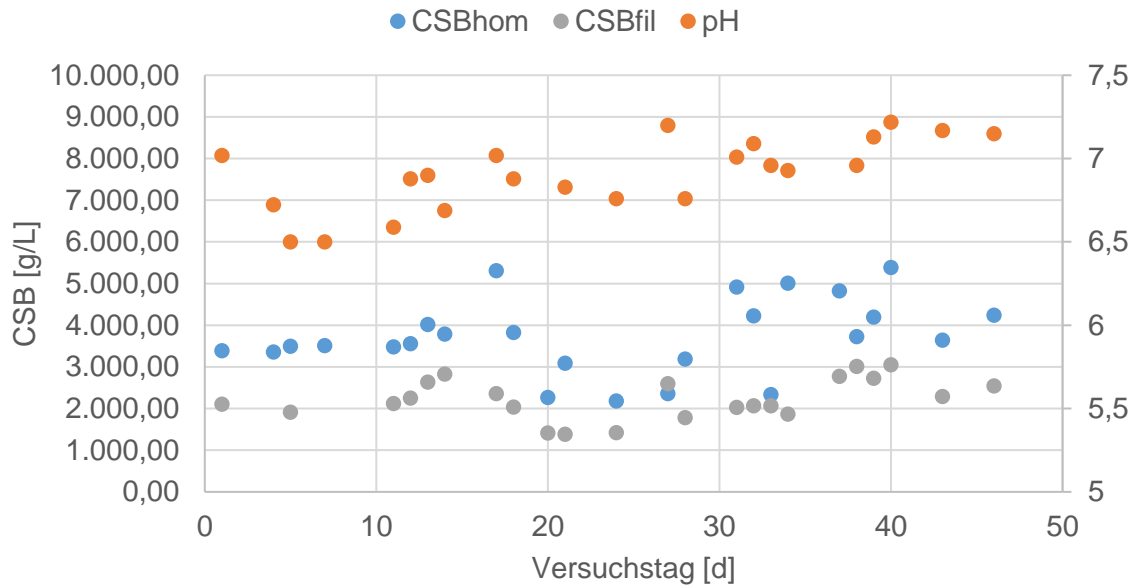


Bild 13: pH-Wert und CSB im Versuchsverlauf mit Faulschlamm

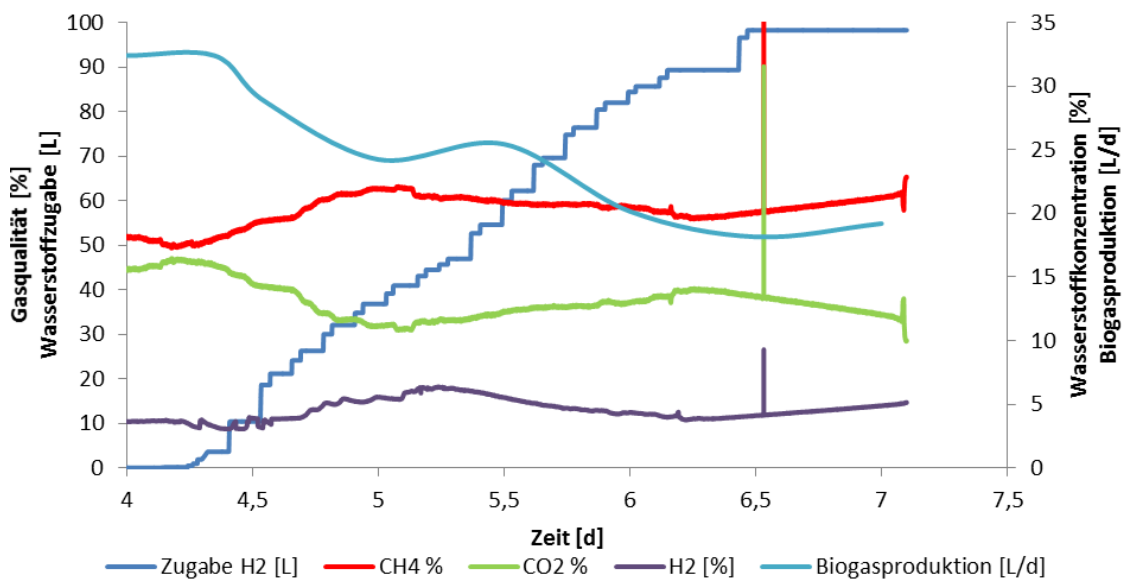


Bild 14: Wasserstoffzugabe und Gaszusammensetzung im Kopfraum des Reaktors

Nach dem Anfang der H₂-Dosierung steigt der Methangehalt von 51% auf maximal 63 % und beträgt durchschnittlich während der H₂-Zugabe 58%. Der CO₂ Gehalt verhält sich umgekehrt proportional zum CH₄ Gehalt. Der H₂-Gehalt im Kopfraum steigt nach dem Angang der H₂-Zugabe von 3 % auf ca. 6% an und pendelt sich bei ca. 4 % ein.

Zur Aufnahme des Säurespektrums wurde der Reaktor über einen längeren Zeitraum kontinuierlich mit Wasserstoff beschickt. Bild 15 zeigt die gemessenen Säurekonzentrationen.

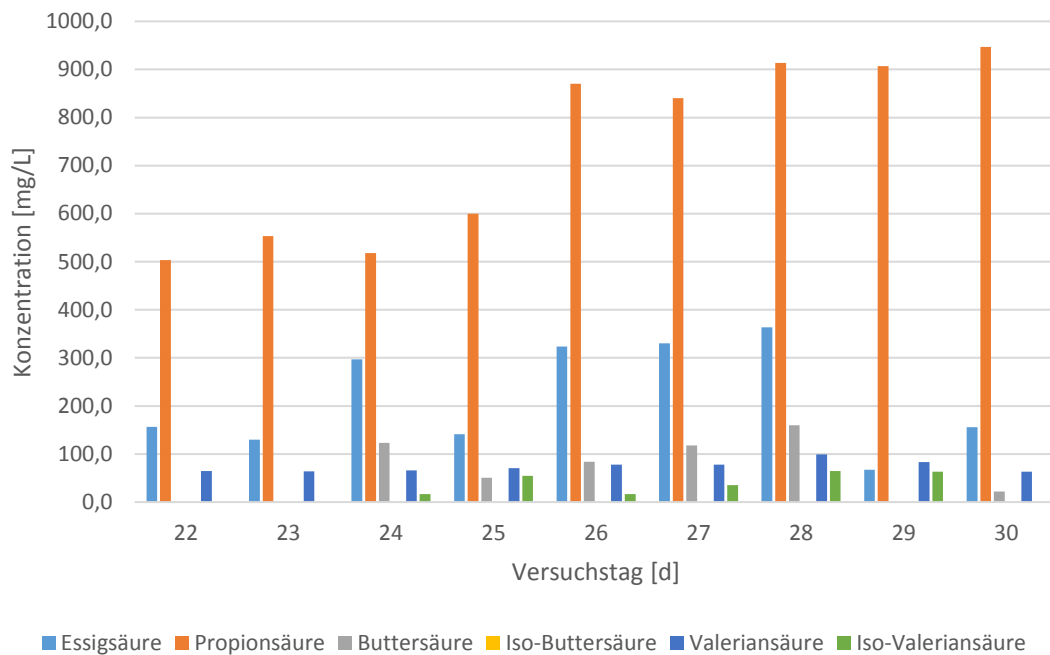


Bild 15: Säurespektrum in einer stabilen Versuchsphase mit kontinuierlichen Beschickung

Wie nach Luo et al. 2012 erwarten werden konnte, dominiert die Propionsäure stark. Der Abbau von Propionsäure unter anaeroben Bedingungen ist aufgrund der Thermodynamik der Propionsäureoxidation nur durch syntrophe Mischkulturen möglich, da die möglichen mikrobiellen anaeroben Abbauewege unter Standardbedingungen endergon sind. Daher ist der Propionsäuregärer auf einen niedrigen Wasserstoffpartialdruck angewiesen. Durch die kontinuierliche Beschickung mit Wasserstoff (0,8 L/h) wurde der Partialdruck künstlich hoch gehalten und der Abbau von Propionsäure partiell gehemmt.

Buttersäure und Valeriansäure wurde in geringen Konzentrationen im Reaktor gemessen. Im Versuchsverlauf hat die Konzentration leicht zugenommen, was auf eine verringerte Leistung der Acetogenese hindeutet.

Bewertung der Ergebnisse

Die durchgeführten Untersuchungen haben gezeigt, dass wie erwartet durch die Zugabe von Wasserstoff die Methankonzentration im Biogas gesteigert werden kann. Gleichzeitig bewirkt die Wasserstoffzugabe aber auch eine signifikante Verschiebung des Säurespektrums in Richtung Propion-, Butter- und Valeriansäure. Diese Entwicklung führt kurzfristig zu einer reversiblen Hemmung der Methanogenese und könnte langfristig in Abhängigkeit des vorliegenden Puffersystems zu einer Versäuerung des Reaktors bewirken. Kurzfristig äußert sich die Hemmung in einer Verringerung der Biogasproduktion. Nach Luo et al. 2012 kann der Wasserstoff durch die Methanogenen effektiv bzw. genauso schnell oder schneller umgesetzt, als er zur Verfügung gestellt wird (durch Produktion im Prozess und zusätzliche Dosierung), so dass der Abbau von organischen Säuren wieder stattfinden und der Prozess ausgeglichen werden kann. Insgesamt war leider hier die Versuchsdauer zur Adaption der anaeroben Biozönose an die kontinuierliche Wasserstoffdosierung nicht ausreichend.

Grundsätzlich wurden mit dem Silikonschlauch oder der Keramikmembran zwei sehr gut geeignete Eintrags Elemente für Wasserstoff gefunden. Es hat sich jedoch gezeigt, dass hiermit in der Flüssigphase gelöste Wasserstoffkonzentrationen erreicht werden können (bis zu 6,3 mg H₂/L), die zu einer deutlichen Hemmung der Methanogenese führen. Die gestiegene Wasserstoffkonzentration in der Flüssigphase wird jedoch nicht unmittelbar im Kopfraum des Reaktors als Anstieg der H₂-Konzentration detektiert. Eine Hemmung erfolgt bereits ab ca. 3,9 mgH₂/L und damit deutlich vor der Detektion des Wasserstoffes im Kopfraum des Reaktors, so dass die hier gemessene Wasserstoffkonzentration nicht als Regel- oder Steuerungsgröße für das Gesamtverfahren verwendet werden kann. Abhängig von der Eintragsrate kann die Verzögerung Minuten aber auch Stunden betragen.

3.1.5.3 Regelkonzept

Das im Antrag beschriebene Regelkonzept sieht vor, dass die H₂-Zufuhr über die Messung der H₂-Konzentration im Gasraum erfolgt. Dadurch soll eine Akkumulation von H₂ verhindert werden, um die derzeit vorgeschriebene Grenze von H₂ im Biomethan zur Einspeisung (KonzH₂ < 2 %) nicht zu überschreiten und eine Hemmung der Biomasse durch einen zu hohen H₂-Partialdruck zu vermeiden.

Da der Eintrag des Wasserstoffs in die wässrige Phase erfolgt, die Messung aber in der Gasphase, ist zunächst ein Gastransfer zwischen den Phasen notwendig. Die Versuche zum H₂-Eintrag mit Klarwasser haben gezeigt (vgl. Abschnitt 3.5), dass die Akkumulation von H₂ in der Gasphase verzögert stattfindet. Die Versuche wurden hier mit einer Eintrags-tiefe von 3 m durchgeführt. Im durchmischten Betrieb mit einem konstanten Wasserfluss (Bild 16) H₂-ungesättigten Wassers, tritt trotz eines guten Transport des H₂ vom Eintrags-element in den Wasserkörper unterhalb des Wasserspiegels eine Verzögerung von ca. 210 min ein, bis ein steiler Anstieg der H₂-Konzentration in der Gasphase erfolgt. In wenigen Minuten ist eine Konzentration größer als 2% erreicht. Nach dem Stopp des H₂-Eintrags gibt es noch einen weiteren Anstieg der H₂-konzentration, bevor durch den Wasseraustausch diese wieder abfällt.

Findet keine Durchmischung und kein Wasseraustausch statt (Bild 17), ist die Verzögerung ähnlich lang, allerdings findet eine H₂-Akkumulation in der Gasphase bereits nach nur ca. 130 L Wasserstoffeintrag statt. Wird die Wasserstoffdosierung bei Überschreiten der H₂-Konzentration in der Gasphase von 2% durch den Regler gestoppt, gibt es nur eine sehr kurze Nachlaufzeit mit einem sehr geringem überschreiten der gewünschten Zielkonzentration. So konnte gezeigt werden, dass eine Begrenzung der H₂-Konzentration in der Gasphase durch eine einfache Grenzwertabschaltung erreicht werden kann. Der eingesetzte H₂-Sensor (BlueSens) ist demnach nicht zu träge, um eine schnelle Reaktion zu ermöglichen. Allerdings führt die Trägheit des Systems dazu, dass die Implementierung als ein kontinuierlich arbeitender Regler (z.B. PID) nur schwer zu parametrieren ist. Im Rahmen des Vorhabens konnte hierüber keine Regelung der Wasserstoffkonzentration in der Gasphase erreicht werden.

Durch die verzögerte Änderung der H₂-Akkumulation in der Gasphase ist es weiterhin nicht möglich, unmittelbar Änderungen in der H₂-Konzentration in der wässrigen Phase durch die Messung im Gasraum zu erfassen.

Mit Beginn des in Bild 16 gezeigten Anstiegs der H_2 -Konzentration in der Gasphase waren bereits ca. 110 L H_2 eingetragen. Auf das Wasservolumen von 115 Liter und einem spezifischen CSB von 7,9 g CSB/g H_2 bezogen, entspricht dies einer CSB_{H_2} -Konzentration von ca. 350 mg/L. Eine 50%ige-Hemmung der Acetogenese tritt allerdings bereits bei Konzentration um die 0,05 mg CSB_{H_2} /L ein.

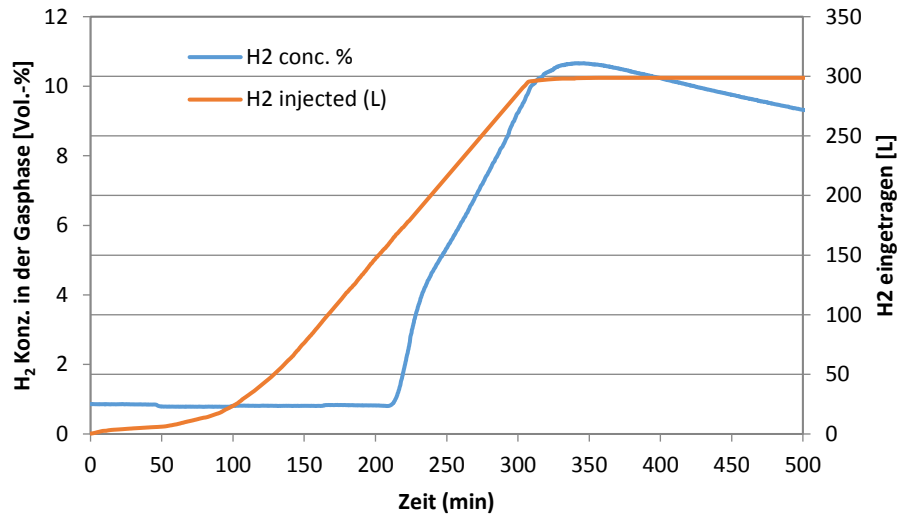


Bild 16: H_2 -Akkumulation in der Gasphase, durchmischt/kontinuierlich, Wsp. = 3 m

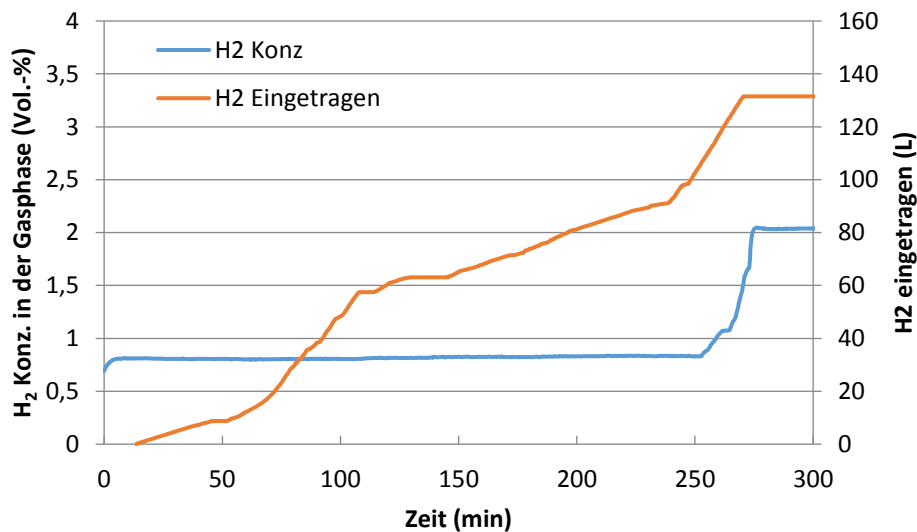


Bild 17: H_2 -Akkumulation in der Gasphase, undurchmischt/batch, Wsp. = 3 m

Der Versuchsbetrieb hat allerdings gezeigt, dass auch bei höheren H_2 -Konzentration im Gasraum keine Hemmung der anaeroben Umsetzung stattfindet. Auch bei Wasserstoffkonzentrationen zwischen 4 und 8 Vol.-% konnte der erwartete Umsatz erreicht werden (vgl. Bild 14). Dies bestätigt die Erkenntnis aus den Klarwasserversuchen, dass die gemessenen H_2 -Konzentrationen im hier vorhandenen System nicht direkt mit den gelösten H_2 -Konzent-

rationen korrespondieren, bzw. dass der Gastransfer zwischen den Phasen nicht ideal verläuft. Stattdessen ist davon auszugehen, dass u.U. in der wässrigen Phase bereits eine H_2 -Zehrung stattfindet, während parallel ein weiterer Austrag von H_2 aus der wässrigen in die Flüssigphase stattfindet, wodurch es zu einem Anstieg der H_2 -Konzentration kommt.

Über die weitere Biogasproduktion bei gleichzeitiger vollständiger Zehrung des zusätzlich eingetragenen Wasserstoffs reduziert sich die gemessene H_2 -Konzentration. Bild 18 (Ausschnitt aus zeigt hierzu ebenfalls die starke Entkopplung von H_2 -Eintrag und der gemessenen H_2 -Konzentration. Ausgehen von einem höheren CH_4 -Niveau (Erwartungswert ohne H_2 : 55%) werden in Impulsen H_2 -Beschickungen vorgenommen. Nach einem kurzfristigen Anstieg der CH_4 -Konzentration (bei ca. 245 min) nach der dritten H_2 -Beschickung, sinkt die CH_4 -Konzentration, was für eine Überlastung, bzw. Hemmung der Biomasse spricht. Nach einer Stabilisierung und zusätzlicher H_2 -Beschickung steigt die CH_4 -Konzentration kontinuierlich an. Die Hemmung wurde evtl. durch Abbau oder durch ein weiteres Ausgasen des H_2 in die Gasphase überwunden. Hierfür spricht der stetige Anstieg der H_2 -Konzentration obwohl keine kontinuierliche Beschickung erfolgt. Bis auf sehr geringe Veränderungen verhält sich die H_2 -Konzentration weitgehend unabhängig von den Beschickungsimpulsen.

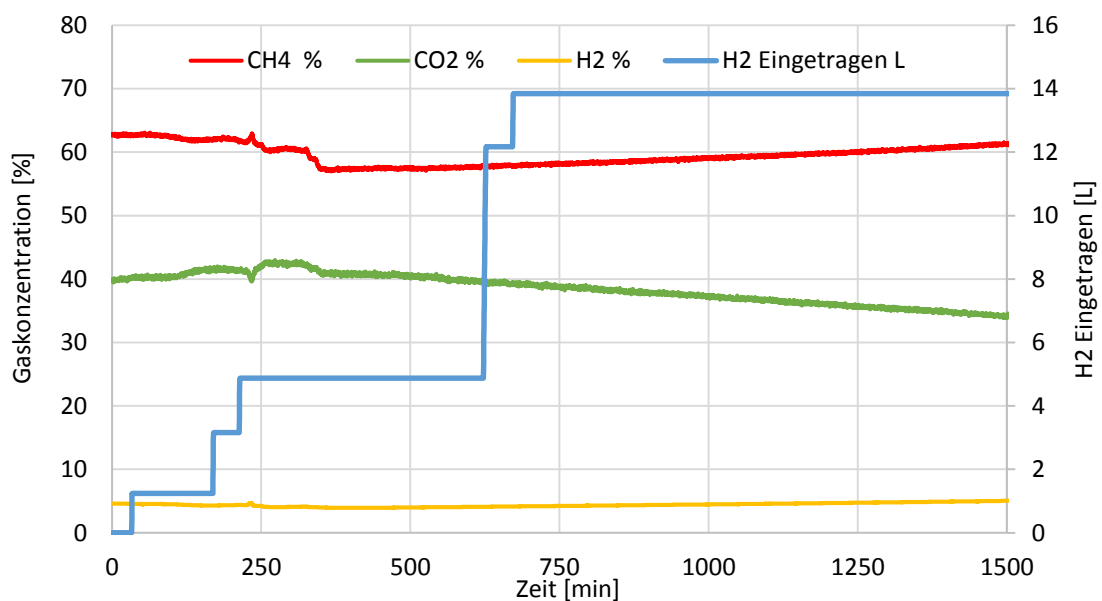


Bild 18: Einfluss einer Impulsdosierung auf die H_2 -Konzentration (mit Biomasse)

Diskussion:

Der Stofftransport von der Gasphase in die flüssige Phase (Phasengrenze) erfolgt für ruhende Medien durch molekulare Diffusion und wird durch das Fick'sche Gesetz beschrieben. Dabei wird der Stofftransport durch die Grenzfläche (Verhältnis der Phasengrenz-Oberfläche und Lösungsmittelvolumen), die Konzentrationsdifferenz (vorhandene Konzentrationen in beiden Phasen) bestimmt.

ration und Sättigungskonzentration vorgegeben durch die Henry-Konstante und dem Partialdruck) sowie den Diffusionskoeffizienten beeinflusst. Der Diffusionskoeffizient ist stoff- und lösungsmittelspezifisch und wird durch die Temperatur beeinflusst.

Ferner wird der Gastransfer bei bewegten Flüssigkeiten zusätzlich vom mechanischen Stofftransport mit dem Wasser durch Konvektion beeinflusst.

Es gibt eine Vielzahl von Modellen, die den Übergang des Gases über die gas/flüssig-Grenzschicht beschreiben. Die bekanntesten drei Modelle haben gemeinsam, dass der Stoffübergang in entscheidender Weise von der Struktur der Phasengrenzfläche und von den darin ablaufenden Vorgängen bzw. Randbedingungen abhängt (z.B. Lösungsmittel- und Gaswiderstand, Turbulenzen, Temperatur, Salzgehalt, etc.).

Letzterer wird vor allem vom V/A-Verhältnis, der Henry-Konstante, der Turbulenz, der Temperatur, dem Salzgehalt und weiteren Faktoren beeinflusst. In dem hier untersuchten System haben sich durch wechselnde H₂-Beschickungen (welche auch in einem realen System zur Methanisierung von überschüssigem Strom aus dem Netz zu erwarten sind) keine konstanten Bedingungen eingestellt. Auch wenn die biologische H₂-Zehrung relativ konstant verläuft, unterliegt der physikalische Vorgang des Gastransfers ständig wechselnden Bedingungen (Anstieg/Abfall der gelösten H₂-Konzentration, Biogasproduktion mit geringer H₂-Konzentration, dadurch Veränderungen des H₂-Partialdrucks). Für eine Regelung des H₂-Eintrags auf Basis der gemessenen H₂-Konzentration in der Gasphase ist aber ein deutlicher Zusammenhang dieser zur gelösten, für die Biomasse relevanten, H₂-Konzentration notwendig. Wie sich in den Versuchen gezeigt hat, ist dieser aber nicht gegeben.

Eine Eignung als Parameter für die H₂-Beschickung zur Versorgung der Biomasse ist daher nicht gegeben. In einem System mit H₂-Zehrung durch Biomasse wird der Zusammenhang von H₂-Eintrag und H₂-Konzentration in der Gasphase durch einen weiteren Faktor beeinflusst. Eine funktionierende Regelstrategie konnte unter den beschriebenen Randbedingungen nicht erreicht werden. Die Versuche haben vielmehr gezeigt, dass eine Regelung nicht kurzfristig (im Minutenbereich), sondern eher im Stundenbereich agieren muss. Weiterhin hat sich gezeigt, dass die Methankonzentration in der Gasphase die Belastungssituation deutlich genauer anzeigt, als die H₂-Konzentration.

Für ein Regelkonzept wird daher vorgeschlagen:

1. Einbindung der Biogasproduktion in das Regelkonzept
2. Einbindung der CH₄-Konzentration als Regelgröße zur Beurteilung der H₂-Umsetzung:
 - a. Steigende CH₄-Konzentration: erhöhte H₂-Umsetzung, ggf. Reduktion der Dosierung bei Überschreiten eines Grenzwertes
 - b. Fallende CH₄-konzentration: fallende H₂-Umsetzung, ggf. Erhöhung der Dosierung, wenn Biogasproduktion stabil
3. Nutzung der H₂-Konzentration in der Gasphase als übergeordnete Regelgröße zur Unterbrechung der H₂-Beschickung bei Überschreiten eines Grenzwertes für den H₂-Gehalt im Biogas, bzw. Biomethan
4. Regeleingriffe zur Änderung der Beschickungsmenge sollten langsam erfolgen

5. Berücksichtigung langer Totzeiten in der Reglerparametrierung
6. Ggf. ist die H₂-Beschickungsregelung in stabil laufenden Systemen als Stufenfunktion (Stufenweise Erhöhung/Reduzierung der H₂-Beschickung in Abhängigkeit der oben genannten Parameter) sinnvoll, um eine ständige Aktivität des Stellglieds im sehr trägen System zu verhindern. Dies ist möglich, da unterhalb der Grenzwerte für die Hemmung der Biomasse und der H₂-Grenzkonzentration im Biogas H₂-Konzentrationsveränderungen keinen negativen Einfluss haben.

In den in diesem Vorhaben durchgeführten Versuchen war eine Erprobung des entwickelten Regelkonzeptes nicht mehr möglich. Dies liegt neben der zeitlichen Begrenzung des Vorhabens vor allem an der deutlich gestiegenen Komplexität des Reglers, gegenüber des im Antrag formulierten Regelkonzeptes. Hierfür wäre eine deutlich längere Betriebsphase mit einer stabil arbeitenden Biomasse notwendig. Weiterhin sollte das Versuchssystem über größere Volumina mit einer den realen Reaktoren entsprechenden Geometrie verfügen, um die als elementar identifizierten Gasübergangsprozess realistischer abbilden zu können.

4 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (NeTra)

In der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung soll Kosten für die Nutzung des Bio-Sabatierprozesses ermittelt und mit bestehenden Speichertechnologien verglichen werden. In diesem Rahmen werden auch die gesetzlichen Randbedingungen aufgezeigt, unter denen deren Einsatz im Energiemarkt stattfindet.

4.1 Stromspeichertechnologien

Stromspeichertechnologien können nach Einsatzgebiet klassifiziert werden. So können sie einerseits als Langzeitspeicher mit mehreren Monaten Ausspeicherzeit eingesetzt werden, um saisonale Schwankungen aus der Stromerzeugung von z.B. Windkraftwerken oder Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) auszugleichen. Andererseits finden Stromspeicher mit wenigen Minuten Ausspeicherzeit als Kurzzeitspeicher Anwendung, um kurzzeitige Spannungsspitzen in z.B. privaten PV-Anlagen aufzunehmen. Eine weitere aussagekräftige Klassifizierung ist die Unterscheidung in zentrale, dezentrale oder mobile Speichertechnologien. Hierdurch lassen sich der Infrastrukturbedarf abschätzen und das Einsatzgebiet weiter eingrenzen. Daraufhin ist eine Einteilung in physische Eigenschaften möglich. Hier wird in mechanische, elektrische, elektrochemische und chemische Speicher unterschieden. Zuletzt kann die grobe Unterscheidung nach reinen oder stromäquivalenten Stromspeichern vorgenommen werden.

Bestimmte Begrifflichkeiten sind hier Technologiebeschreibend: So versteht man unter Betriebsartenwechsel das Wechseln zwischen Ein- und Ausspeichern. Hiermit lässt sich also entscheiden, inwieweit eine Technologie als Kurzzeitspeicher geeignet ist. Damit einher gehen die Schaltzeiten, welche die Dauer zwischen Stillstand und Ein- bzw. Ausspeichern beschreibt. Da sich viele Merkmale grundsätzlich voneinander unterscheiden, ist es bei der ökonomischen Betrachtung wichtig, einheitliche Bezüge zu finden. Als offensichtliches Beispiel sei hier die Lebensdauer genannt. Bei Batteriespeichern wird in Größenordnungen von einigen Jahren gerechnet, in denen sich die Investitionskosten amortisiert haben müssen. Bei Pumpspeicherwerken hingegen können Lebensdauern von bis zu 80 Jahren erwartet werden. Auch die Kapazität und Leistung verschiedener Technologien hat eine enorme Spanne. Daher werden in der Literatur und auch in dieser Arbeit die Investitionskosten und ggf. auch die Betriebskosten leistungs- bzw. kapazitätsbezogen angegeben.

Ein weiterer Ansatz zur Vereinheitlichung ist es, das Verhältnis zwischen Kapazität und Leistung zu bilden. Hierdurch wird ein größenunabhängiger Vergleichswert geschaffen, welcher die Einschätzung als Langzeitspeicher oder Tagesspeicher zulässt.

4.1.1 Pumpspeicher

Bei einem Pumpspeicher (PSW) handelt es sich um eine zentrale Technologie, bei der mit Stromüberschüssen Pumpen betrieben werden, welche Wassermassen aus tiefgelegenen Becken in höhergelegene Becken pumpen. So wird die elektrische Energie in hydraulisches Potenzial umgewandelt und gespeichert. Es handelt sich um einen physikalischen Speicher, was das Ausbleiben von Speicherverlusten zur Folge hat. Lediglich die Pump- und Turbinenvorgänge sind mit Verlusten behaftet und führen zu einem durchschnittlichen Gesamtwirkungsgrad von bis zu 80 %. Einige Anlagenbetreiber beziffern die Schaltzeiten auf 60 Sekunden, womit die PSW nicht nur als reine Langzeitspeicher genutzt werden können, sondern auch auf dem Regelenergiemarkt tätig sein können. Dahingehend lässt sich schon

jetzt ein Trend erkennen, da sowohl die Betriebsartwechsel pro Tag als auch die Betriebszeiten zunehmen (vgl. Klein 2008). Es handelt sich hierbei um die in Deutschland am weitesten verbreitete Technologie mit laut Bundesumweltamt ca. 40 GWh installierter Gesamtkapazität (2016). Auch durch den daraus resultierenden hohen Entwicklungsstand lassen sich diese Wirkungsgrade und die vorhandene Flexibilität erklären. Nichtsdestotrotz finden sich in der Literatur einige Stimmen, die den bestehenden PSW große Ausbau-Potentiale zuschreiben. Einer Studie der Bergischen Universität Wuppertal kam nach groben Hochschätzungen auf ein gesamtdeutsches Potential von 2000 GWh. Beim Neubau eines PSW ist jedoch die gesellschaftliche Komponente nicht zu unterschätzen, da die wirtschaftlichen Standorte, also welche mit große Höhengradienten, in „landschaftlich wertvollen Gegenden“ (HARTMANN et al. 2012) liegen.

PSW sind große Massivbauten mit mehreren Hundert MWh Kapazität. Da eine Fallhöhe benötigt wird, ist neben den großen Investitionskosten für die Anlage und leistungsstarken Turbinen vor allem die Standortwahl von Bedeutung. Kann hier nicht auf ein natürliches Becken zurückgegriffen werden, steigen die Investitionskosten enorm an. In der Literatur werden Investitionskosten von 400 bis 750 €/kW genannt (HARTMANN et al. 2012). im Fall des PSW Goldisthal errechnen die Autoren kapazitätsabhängige Kosten von 8,16 Euro je kWh installierter Kapazität und Stromeinspeisungskosten von 9 €/kWh inklusive Strombezugskosten. Dabei beträgt das Verhältnis von Kapazität zu Leistung bei 9,3 h und liegt damit im Bereich von Tagesspeichern (im Mittel 7 h). Wenn nun ein saisonaler Speicher betrachtet werden soll, müssen die kapazitätsbezogenen Kosten neu geschätzt werden, da mit deutlichem Mehraufwand bei der Errichtung und Sicherung der Staubecken zu rechnen ist. Hier wurde mit einem Verhältnis von Kapazität zu Leistung von 500 h gerechnet und Stromeinspeisungskosten von 28 €/kWh mit Strombezugskosten ermittelt. Bei dieser Wirtschaftlichkeitsanalyse wurden jedoch keinerlei Systemdienstleistungen, etwa die Teilnahme am Regelenergiemarkt, miteinbezogen. Die Rentabilitätsanalyse von (Conrad et al. 2014) beschäftigt sich mit eben diesen Kombinationsmöglichkeiten aus Regelleistung, DayAhead- und IntraDay-Handel. Sie kommt zu dem Ergebnis, dass sich in ihrer Analyse nur eine Option finden lässt, welche wirtschaftlich ist, dies jedoch durch die schwere Vorhersagbarkeit des Regelenergiemarkts relativiert werden muss.

4.1.2 Druckluftspeicherkraftwerke

Bei Druckluftspeicherkraftwerken (engl.: compressed air energy storage, kurz: CAES) wird elektrische Energie in mechanische Energie umgewandelt, indem Umgebungsluft komprimiert und gespeichert wird. Anschließend kann der Speicher nach Bedarf durch Turbinen entladen werden und mithilfe eines Generators Strom rückgewonnen werden. Beim Ladevorgang entsteht thermische Energie, welche durch Wärmetauscher entzogen werden muss. Dementsprechend kühlt sich das Arbeitsmedium bei der Entladung ab und muss beheizt werden. Geschieht dies durch das Zufeuern von Erdgas, spricht man von einem diabaten Druckluftspeicher. Sobald die Wärme gespeichert wird und beim Entladen zur Erwärmung der Turbine genutzt wird, handelt es sich um einen adiabaten Druckluftspeicher. Durch diese Weiterentwicklung konnten die Gesamtwirkungsgrade von ca. 42 % (für das diabate CAES Huntorf) (CROTOGINO 2003) auf 60 % bei einer Speichertemperatur von 600°C gesteigert werden. Auch diese Technologie lässt sich erst in großen Maßstäben realisieren und ist somit als zentrale Speichertechnologie zu werten. Als Speicherraum eignen sich vor allem ehemalige Rohstofflagerstätten, da sie neben dem benötigten Volumen bereits über ausreichend Dichtigkeit verfügen und die Schächte zur Installation der Turbinen

genutzt werden können. Die Schaltzeiten von 8 bis 35 Minuten (SIEMES 2008) erlauben nur eine eingeschränkte Teilnahme am Sekundärregelmarkt und legen eine Einordnung als Langzeitspeicher nahe. Derzeit sind weltweit nur zwei CAES im Einsatz: Erstens das oben angesprochene Kraftwerk Huntorf und zweitens das Kraftwerk McIntosh in den USA. Ein Versuchsprojekt wurde 2016 in einem ehemaligen Versorgungsschacht des Gotthart-Basistunnels in Betrieb genommen. Neben den energietechnischen Aspekten der Druckluftspeicherung besteht in bestimmten Fällen noch die weitere Motivation, dass mit der Installation der Kavernen eine Sicherung der ehemaligen Salzbergwerke einhergeht (LUSCHTINETZ et al. 2007).

Wie bei den Pumpspeicherkraftwerken hängen auch hier die Investitionskosten stark von der Standortwahl ab. Die von (HARTMANN et al. 2012) verglichenen Quellen ergaben für die kapazitätsbezogenen Investitionskosten ein Spektrum von 1,1 bis 6,08 €/kWh für Salzkaavernen. Bei der Berechnung der Stromeinspeisungs- und Stromspeicherkosten wurde mit 3,5 €/kWh der Mittelwert angenommen und mit einer geschätzten Lebensdauer von 50 Jahren für einen adiabaten Tagesspeicher spezifische Stromeinspeisungskosten von etwa 13 €/kWh inklusive Strombezugskosten ermittelt. Die Kosten für saisonalen Betrieb liegen auch hier mit 23 €/kWh inklusive Strombezugskosten deutlich über den Tagesspeichern.

4.1.3 Batteriespeicher

Im Kontext von Verteilernetzen, meint der Begriff Batteriespeicher meist nicht den einen großen Akkumulator, sondern die Bereitstellung von bereits vorhandenen Kapazitäten. Dabei gibt es einerseits die Möglichkeit, kompakte Akkumulatoren für z.B. private PV-Anlagen zu betreiben und andererseits können mobile Batteriespeicher aus Hybrid- oder Elektrofahrzeugen nach Anschluss ans Elektrizitätsnetz genutzt werden, um Spannungsspitzen aufzufangen. Dieses „Vehicle-to-Grid“-Konzept gewinnt vor dem Hintergrund, dass bis 2030 in Deutschland 6 Mio. Fahrzeuge mit Elektroantrieb betrieben werden sollen, an Bedeutung. Im Folgenden soll der Lithium-Ionen-Akkumulatoren exemplarisch vorgestellt werden. Die Wirkungsweise von Li-Ionen-Akkumulatoren beruht auf der Interkalation, d.h. der Einlagerung von Li-Atomen in einem Wirtsgitter (HARTMANN et al. 2012). Da es sich bei Lithium um ein hochreaktives Material handelt, kann es schnell zu einer Überhitzung kommen, welche durch die Materialwahl der Elektroden verhindert werden muss. Durch die hohe Energiedichte und den geringen Kapazitätsverlust bei häufigem Laden, bietet sich dieser Akkumulator für die mobile Anwendung an. Kritisch zu betrachten ist dagegen der Verbrauch von Kobalt und Lithium, sowie die für industrielle Zwecke geringe kalendarische Lebensdauer von fünf Jahren. Bei der wirtschaftlichen Betrachtung sind die Investitionskosten von großer Bedeutung da die Kapazität und damit die Reichweite des Fahrzeugs das größte Qualitätsmerkmal sind. Außerdem sei darauf hingewiesen, dass bei großen Kapazitäten kein Skaleneffekt zu erwarten ist, da der Aufbau in einzelnen, kleineren Einheiten geschieht.

Die Gestehungskosten eines Li-Ionen-Akkumulators schwanken mit den Rohstoffpreisen von Lithium und Kobalt. Dem entgegen wirkt eine Recyclingquote der Europäische Batterierichtlinie 2006/66/EC, welche seit 2016 bei 22,5 % liegt. Da mit einem weiteren Anstieg der Quote zu rechnen ist und die Anzahl der mobilen Batteriespeicher im Verkehrssektor zunehmen wird, kann mit einer Abnahme der Stromspeicherkosten gerechnet werden. Die von (Hartmann et al. 2012) angestellte Literaturrecherche zu den Investitionskosten ergab für 2030 einen Mittelwert 270 €/kWh. Für die Ermittlung der Stromspeicherkosten wurde

eine Lebensdauer von 12 Jahren und ein Wirkungsgrad von 90 % angenommen. So kam es für den Betrieb als Tagesspeicher zu spezifischen Stromeinspeisungskosten inklusive Strombezugskosten von 37 €/kWh. Für den Betrieb als saisonaler Speicher ist die „Vehicle-to-Grid“-Technologie nicht geeignet. Der Einsatz von Akkumulatoren als langfristige Speicher wird derzeit in einer Versuchsanlage mit Beteiligung der Firma Tesla in Australien erprobt. Zur Wirtschaftlichkeit kann zum aktuellen Zeitpunkt jedoch noch keine Aussage getroffen werden.

4.1.4 Power-to-Gas-Technologie

Die Vorteile von Methan gegenüber reinem Wasserstoff sind eine bis zu dreifach höhere Energiedichte des Gases und eine deutlich höhere Beimischquote ins Erdgasnetz. Für Wasserstoff hat das Gasnetz nur eine Aufnahmekapazität von maximal 15 % (Müller-Syring et al. 2011), Methan hingegen kann, sobald es den Anforderungen von SNG (Synthetic Natural Gas) entspricht, als Substitut verwendet werden. Alternativ zur Einspeisung ins Erdgasnetz ist auch der Betrieb von lokalen Gasspeichern möglich, unter Umständen mit anschließender Rückverstromung (vgl. Kapitel 4.3.1). Ob ein Speicher als zentral oder dezentral eingestuft werden kann, hängt von der Speichermethode ab. Da Blockheizkraftwerke und Gasturbinen relativ schnell ihre Last ändern können, ist der Einsatz als Kurzfristspeicher prinzipiell möglich. Aufgrund der niedrigen Wirkungsgrade, der hohen Rückstromkosten und der großen Speicherpotenziale ist damit zu rechnen, dass sich dieser Speicher eher als Langzeitspeicher durchsetzt.

4.2 Energierechtliche Rahmenbedingungen

Da es noch kein einheitliches Speichergesetz gibt, gestaltet sich vor allem die Einordnung der Speichertechnologien schwierig. Aus diesem Grunde sollen im Folgenden die beiden energierechtlich relevanten Gesetze, das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) und das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), in ihren aktuellen Fassungen auf die Rahmenbedingungen für die Power-to-Gas-Technologie untersucht werden. Daraufhin werden die für den Marktzugang relevanten Gesetze vorgestellt. Dabei wird unterschieden zwischen Rückverstromung und Direktvermarktung des aufbereiteten Gases.

Für die Darstellung der Rahmenbedingung ist die Einordnung der Speicheranlage als Letztverbraucher relevant. Für Endverbraucher wird beim Bezug von z.B. Strom die EEG-Umlage und die Stromsteuer fällig. Da es bei Rückspeisung in das Stromnetz jedoch zu einer Doppelbelastung kommen würde, gibt es einige Sonderregelungen. Welche Regelungen der Gesetzgeber im Einzelnen aufstellt, wird im jeweiligen Kapitel erläutert.

4.2.1 EnWG

Das Energiewirtschaftsgesetz umfasst die grundlegenden Regelungen zu den leitungsgebundenen Energieformen Strom und Gas. Das heißt, dass sich die Ziele des Gesetzes auf die Verwendung von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, sowie Erzeugungsanlagen und Lasten beziehen. Diese sollen „möglichst umweltverträglich, netzverträglich, effizient und flexibel“ (THOMAS 2017) betrieben werden, um die Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten.

Damit sich Technologien zur Energieversorgung aus erneuerbaren Ressourcen am Energiemarkt entwickeln und durchsetzen können, ist der Gesetzgeber angehalten die Gesetzgebung durch Novellierungen so zu gestalten, dass der wirtschaftliche Betrieb der neuen

Technologien möglich ist. So wurde das EnWG im Jahr 2011 um die Definition des Begriffs Biogas in § 3 Nr. 10c erweitert.

„[...] sowie Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen [...] stammen“ (§ 3 Nr. 10c EnWG 2011)

Damit ist einerseits die Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse als auch die anschließende Methanisierung durch den Bio-Sabatier-Prozess grundsätzlich abgedeckt. Die Begrifflichkeit des weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen gewonnenen Stroms beziehungsweise des Kohlendioxids oder Kohlenmonoxids wurde nachträglich durch Beschlüsse des Bundestages auf mindestens 80 % festgelegt (Bundestag 2011).

Wie eingangs erwähnt, gewähren die Gesetzgebungen den Speicheranlagen Ausnahmen bei den Entgelten, welche grundsätzlich für Letztverbraucher anfallen. Beim EnWG sind das vor allem die Entgelte für den Netzzugang, von denen Anlagen befreit werden können. Dabei ist von größter Bedeutung, dass die entnommene elektrische Energie in das gleiche Transport- oder Verteilernetz eingespeist wird, aus dem es entnommen wurde. Damit wird das Zwischenspeichern von Strom begünstigt und Speichertechnologien, welche ihre Energie in anderer Form abgeben, also die Sektorkopplung, vernachlässigt. Für Power-to-Gas gibt es jedoch eine Ausnahme in §118 Abs. 6 Satz 7 EnWG. Somit besteht für PtG-Anlagen die Möglichkeit zu einer befristeten Freistellung von Netznutzungsentgelten unabhängig davon, welches Verteilernetz bei Ein- und Ausspeisung genutzt wird. Ob auch bei anderweitiger Verwendung des gespeicherten Stroms, z.B. der Aufbereitung zur SNG, mit einer Befreiung zu rechnen ist, ist laut THOMAS 2017 noch umstritten.

4.2.2 EEG 2017

Das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (kurz EEG) beinhaltet die bevorzuge Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen und verspricht den Erzeugern eine feste Vergütung. In seiner aktuellen Fassung von 2017 ist der Begriff des Speichergases wie folgt definiert:

„[...] jedes Gas, das keine erneuerbare Energie ist, aber zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird“. (§ 5 Nr.29 EEG 2017)

Diese Definition weist offensichtlich auf die Power-to-Gas-Technologie hin und erlaubt die Abgrenzung zu Biogas. Damit es sich nach EEG um ein privilegiertes Gas handelt, muss der verwendete Strom also zu 100 % aus erneuerbaren Energien kommen. Die Herkunft des zu Herstellung eingesetzten CO₂ oder Kohlenmonoxids wird hingegen nicht genauer definiert (BREDOW UND BALZER 2015).

(2) Der Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage verringert sich auch für Strom, der zur Erzeugung von Speichergas eingesetzt wird, das in das Erdgasnetz eingespeist wird, in der Höhe und in dem Umfang, in der das Speichergas unter Berücksichtigung der Anforderungen nach § 44b Absatz 5 Nummer 1 und 2 zur Stromerzeugung eingesetzt wird und auf den Strom die EEG-Umlage gezahlt wird. (

Die Begrifflichkeit des Speichergases ist im EEG an zwei Stellen von Bedeutung: Einerseits ist der zur Herstellung des Speichergases eingesetzte Strom unter bestimmten Voraussetzungen von der EEG-Umlage befreit. Andererseits kann sich für das wiedereingespeiste, zwischengespeicherte Gas ein Förderungsanspruch ergeben. Die Befreiung von der EEG-Umlage ist seit 2017 in zwei Fällen möglich. Wie schon 2014 etabliert, kann mit einer Befreiung gerechnet werden, wenn die entnommene Energie ausschließlich der Wiedereinspeisung in das Stromnetz zur allgemeinen Versorgung genutzt wird. Des Weiteren ist der Strombezug befreit, wenn für den gesamten Strom, welcher dem Speicher entnommen wird, die EEG-Umlage gezahlt wird. Hierdurch ergeben sich deutliche Verbesserungen für den Speicherbetreiber (THOMAS 2017). Für diese Regelung sah der Gesetzgeber die Notwendigkeit eine sogenannte Solidierungsperiode einzuführen. Diese beträgt im Regelfall ein Kalenderjahr, kann aber auch einen Monat betragen. Für diesen Zeitraum ist eine Bilanz aufzustellen, in welcher erkenntlich ist, wie viel Strom dem Speicher entnommen wurde, bzw. in welchem Umfang die EEG-Umlage bezahlt wurde. Um diesen Betrag verringert sich dann die Höhe der für den eingespeisten Strom gezahlte EEG-Umlage, höchstens jedoch auf null (§61k Abs.1 S.1 EEG 2017). Bei der Bilanzierung hilft eine Vermutungsregelung, welche davon ausgeht, dass die EEG-Umlage gezahlt worden ist, nachdem Strom in das Netz zur allgemeinen Versorgung eingespeist und in einen Bilanzkreis eingestellt worden ist. Direkte Nachweise zur tatsächlich gezahlten EEG-Umlage sind z.B. beim Stromverkauf an der Börse nur sehr schwer möglich. Wenn die Solidierungsperiode einen Monat beträgt, ermöglicht dies auch die Mischnutzung des Speichers, welche größere Flexibilität erlaubt und daher sowohl vom Betreiber als auch vom Gesetzgeber angestrebt werden sollte. Als Einschränkung bei solch kurzen Perioden ist jedoch zu nennen, dass „die Verringerung der EEG-Umlage auf höchstens 500 im Stromspeicher verbrauchte Kilowattstunden je Kilowattstunde installierter Speicherkapazität pro Kalenderjahr begrenzt ist“ (Thomas 2017 S.20).

Aus dieser Gesetzgebung ergibt sich, dass der Anlagenbetreiber für die Verluste und den ggf. vorhandenen Eigenbedarf die EEG-Umlage zahlen muss. Um die Eigenversorgung nicht unnötig zu behindern, ist im EEG 2017 ein Eigenversorgungsprivileg verankert. Hierdurch kann sich beim Einsatz von Strom aus EE oder von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen mit besonders guten Wirkungsgraden eine Reduktion der Umlage um bis zu 40 % ergeben. Auch eine komplette Befreiung ist bei eng definierten Fallgruppen möglich. Um die Stromspeicheranlage auf das Greifen des Eigenversorgungsprivilegs zu überprüfen, müssen die Fragen, ob es sich um eine Eigenversorgungskonstellation handelt und ob eine Reduzierung möglich ist, sowohl für die Stromlieferung zur Anlage, als auch der Vorgang der Stromlieferung vom Speicher betrachtet werden. Damit eine Eigenversorgung vorliegen kann, muss die Stromerzeugungsanlage und die Verbrauchseinrichtung von derselben natürlichen oder juristischen Person betrieben werden. Diese Personenidentität ist streng formal zu verstehen. Weitere Voraussetzungen sind die Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch des Stroms sowie die räumliche Nähe zwischen Erzeugungsanlage und Verbraucher.

Im konkreten Fall sind nach § 61a Nr.2 EEG 2017 Eigenversorgungen begünstigt, welche weder mittelbar noch unmittelbar an ein Netz angeschlossen sind. Ferner kann auch ein Eigenversorger, welcher sich vollständig mit Strom aus EE versorgt und die Überschüsse beim Einspeisen in ein Netz nicht nach EEG 2017 vergütet bekommt, von der Privilegierung erfasst werden. Solange die Stromerzeugungsanlage eine installierte Leistung von maximal

10 Kilowatt hat sind nach § 61a Nr.4 EEG 2017 bis zu 10 MWh pro Kalenderjahr als Eigenversorgung anzurechnen. Diese Befreiung gilt genau wie die Förderung der EEG ab der Inbetriebnahme für 20 Jahre.

Speziell mit der Befreiung für Power-to-Gas beschäftigt sich § 61K Abs.2 EEG 2017. Demnach entfällt die Umlage auch für die Lieferung von Strom, der zur Erzeugung von Speichergas eingesetzt wird, welches im Anschluss in das Erdgasnetz eingespeist wird. Hiermit wird ein alternativer Einsatz der Technologie wirtschaftlicher.

Als weitere wichtige Begrifflichkeit ist die Anlage zu nennen. In §3 Nr. 1 Satz 2 EEG 2017 fällt unter diesen Begriff auch eine Einrichtung zur Zwischenspeicherung von Energie, welche ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt oder die Funktionen der Aufnahme bzw. der Umwandlung der Energie übernimmt. Durch die so vollzogene Gleichstellung mit Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen kann auch für Speicheranlagen ein privilegierter Netzanschluss und Netzzugang geltend gemacht werden.

Der Sachverhalt zum Letztverbraucher war 2014 noch nicht endgültig geklärt. Eine weitverbreitete Meinung hierzu ist, dass es sich um einen Letztverbraucher handelt, wenn das erzeugte Gas eine unmittelbare Nutzung erfährt. Solange es am Ende der Speicherung in das Stromnetz zurückgespeist wird, sieht die Mehrheit der Literatur die Situation eines Letztverbrauchs nicht gegeben (Bredow und Balzer 2015). In der Novellierung des EEG 2017 wurde der Sachverhalt zumindest mit Bezug auf die EEG-Umlage konkret definiert. Hiernach handelt es sich um einen Letztverbrauch, sobald der Strom in eine andere Energieform umgewandelt wird (Thomas 2017).

Im Folgenden sollen die Neuerungen des EEG 2017 zusammengefasst werden. Zuallererst sei die Ausweitung bei der Befreiung der Doppelbelastung genannt. Darunter fällt nun nicht mehr nur das Speicherkonzept der netzgekoppelten Speicher, welche nach der Rückverstromung ausschließlich in das allgemeine Netz einspeisen. Seit der Novellierung 2017 kommt die Befreiung auch für dezentrale Speicher in Betracht welche mit Erzeugungsanlagen, zur Eigenversorgung oder zur Direktlieferung betrieben werden. Außerdem wurden Mischnutzungskonzepte ermöglicht, also die Kombination aus Netznutzung und dezentraler Nutzung. Um diese Mischnutzung ordnungsgemäß vergüten zu können, ist jedoch eine mit deutlichem Mehraufwand verbundene Saldierung notwendig. Da die Umlagen-Befreiung von der ausgespeicherten Strommenge abhängt, bleiben die Anlagenbetreiber weiterhin auf den prozessbedingten Verlusten sitzen. Dafür wurde die Nachweispflicht zur Zahlung der EEG-Umlage erleichtert. Es kann demnach für Strom, der in das Stromnetz eingespeist wurde, vermutet werden, dass die EEG-Umlage tatsächlich gezahlt wurde. Bei dezentrale Speicherkonzepten bleibt die Nachweispflicht jedoch weiterhin bestehen. Durch die Erweiterung auf dezentralen Speichersysteme sah sich der Gesetzgeber gezwungen, ein Eigenversorgungsverbot nach § 27a EEG 2017 zu erlassen. Hiernach verfällt der Förderanspruch, wenn Anlagenbetreiber den erzeugten Strom selbst verbrauchen. Diese Regelung bezieht sich allerdings nur auf Anlagen, „[...] deren anzulegender Wert durch Ausschreibungen ermittelt worden ist. [...]“ (§ 27a Abs.1 EEG 2017).

4.3 Marktzugangsmöglichkeiten

Nun sollen die Varianten zur Vermarktung der gespeicherten Energie vorgestellt und damit verbunden Regularien erläutert werden. Zuerst wird die Rückverstromung des gespeicherten Gases beleuchtet, welches anschließend ins allgemeine Stromnetz gespeist wird. Dabei greift das Stromsteuergesetz (StromStG) in Verbindung mit den beiden oben genannten Gesetzen EEG und EnWG. Um die niedrigen Wirkungsgrade bei der Wiederverstromung zu umgehen, kann das gespeicherte Gas alternativ in das vorhandene Erdgasnetz eingespeist werden. Dafür gibt es Anforderungen an die Menge und Qualität des Gases. Außerdem kann das gespeicherte Gas auch als Kraftstoff vermarktet werden. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund des Klimaschutzziels der EU, bis 2020 mindestens 10 % des Energieverbrauchs im Verkehrssektor durch erneuerbare Energien zu decken, sehr interessant. Die hierfür maßgebenden Regelwerke sind die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) und Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur (BNetzA).

4.3.1 Vermarktung nach Rückverstromung

Um die Vermarktungsmöglichkeiten nach der Rückverstromung beurteilen zu können, ist ein grundlegendes Verständnis des Strommarktes nötig. Damit die virtuelle Welt des Stromhandels mit der physischen Welt der Energielieferung und der Netzstabilität gekoppelt wird, werden Bilanzkreise aufgestellt. An diesen Kreisen sind mehrere Personen beteiligt: Auf der einen Seite gibt es ein Bilanzkreisverantwortlicher (BKV). Dies kann ein Energieversorgungsunternehmen sein, das Endkunden beliefert. Außerdem können Kraftwerksbetreiber, die Energiemengen vermarkten, Gasimporteure oder Zusammenschlüsse mehrerer Produzenten zu einem sogenannten Virtuellen Kraftwerk unter den Begriff des BKV fallen. Auf der anderen Seite gibt es den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Dieser ist neben der Instandhaltung und dem Netzausbau auch für die Beschaffung von Regelleistungen zum Ausgleich von Netzschwankungen zuständig. Der ÜNB führt für jeden Bilanzkreisverantwortlichen ein sogenanntes Bilanzkreiskonto und verpflichtet den BKV, dieses ausgeglichen zu halten. So kann sichergestellt werden, „dass nur genau die Energie verkauft oder geliefert werden kann, die produziert oder gefördert wurde [...]“ (Wikipedia 2017 S. 1). Um den Bilanzkreis für den Folgetag ausgeglichen zu halten, werden für jede Viertelstunde Prognosen für die Ein- und Ausspeisung erstellt und auf deren Grundlage die Zu- und Verkäufe von Regelleistungen nachgefragt. Wenn die Prognosen nicht eintreten, gibt es auf dem Intradaymarkt die Möglichkeit kurzfristige Geschäfte zu tätigen. Der Übertragungsnetzbetreiber ermittelt also im Nachhinein für jede Viertelstunde die Menge der Ausgleichsenergie und ermittelt den Preis ebenso viertelstundengenau. Dieser sogenannte regelzonenübergreifende einheitliche Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP) gilt sowohl für positive als auch für negative Deckungen des Bilanzkreises und wird bestimmt, indem die Kosten bzw. Erlöse des ÜNB aus dem Sekundär- und Minutenregelmarkt für jede Viertelstunde auf dem gesamten Regelenergiebedarf umgelegt werden (vgl. Bundesnetzagentur).

Der große Vorteil von Speichern am Strommarkt ist die Fähigkeit, sowohl Einspeicher- als auch Ausspeicherkapazitäten anbieten zu können. Daraus ergeben sich mehrere Möglichkeiten beim Strombezug. Einerseits können die Speicher ihren Strom über reguläre Lieferverträge beziehen. Andererseits ist der Börsenhandel eine lukrative Option, um vorhandene Flexibilitätspotentiale auszunutzen und so Gewinne zu maximieren.

Weiterhin ist die Teilnahme an den Regelenergiemärkten vielversprechend, da hier sowohl negative als auch positive Regelleistungen nachgefragt werden. Es werden Primär- und

Sekundärregelleistungen und Minutenreserveleistungen ausgeschrieben (vgl. Bild 19). Jedoch besteht am Regelenergiemarkt die Hürde, dass die Übertragungsnetzbetreiber sogenannte Präqualifikationsbedingungen stellen. Diese werden von der Bundesnetzagentur bestimmt, wobei sich auch die vier Übertragungsnetzbetreiber auf sog. Netz- und Systemregeln geeinigt haben.

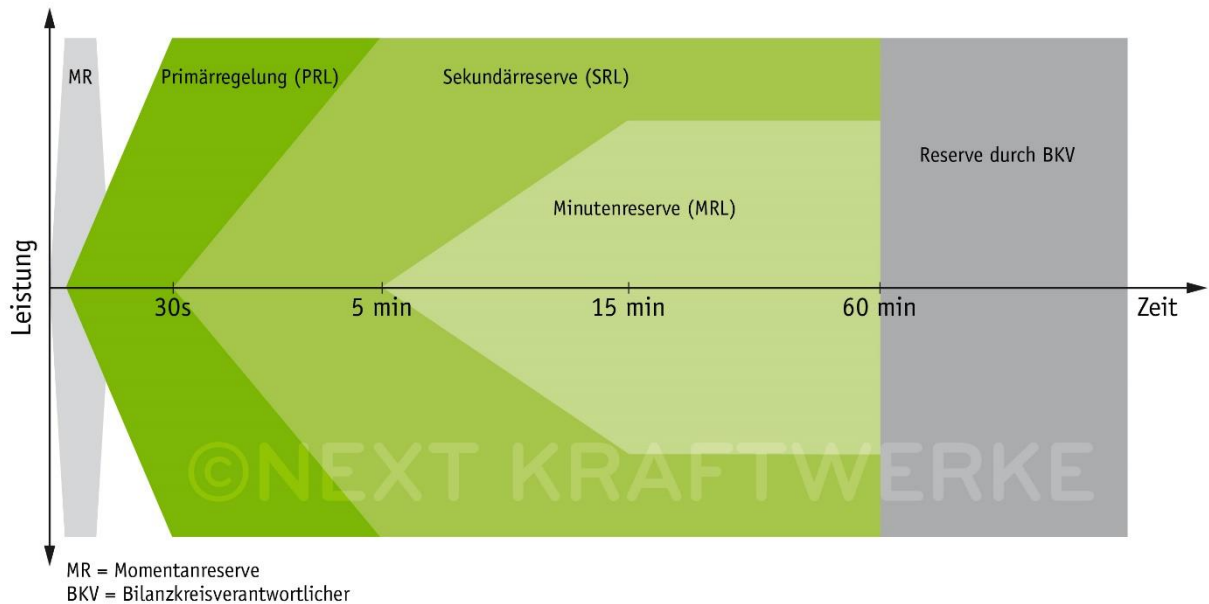


Bild 19: Überblick über die einzelnen Regelleistungen (KRAFTWERKE 2017)

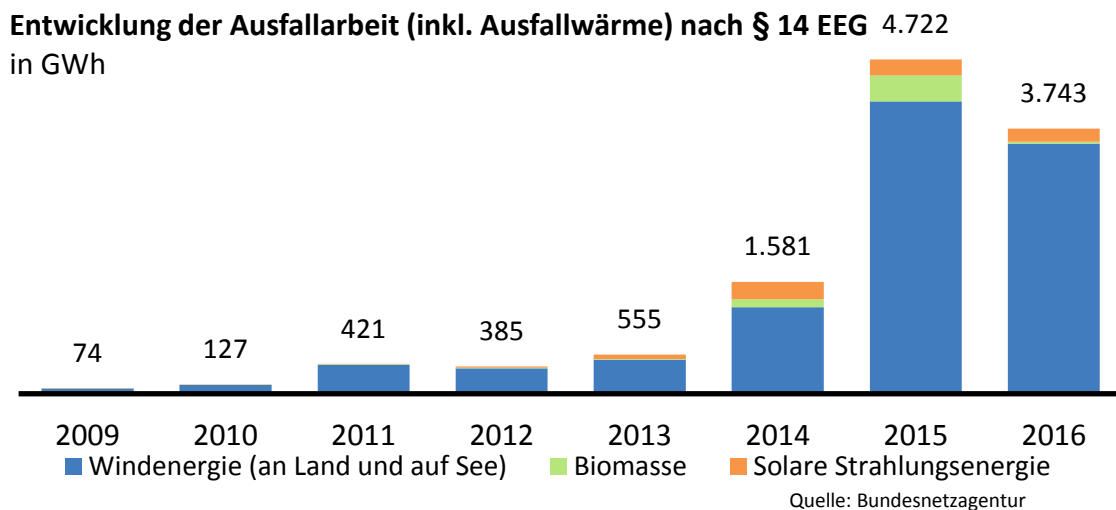


Bild 20: Entwicklung der Ausfallenergie (Quelle: Bundesnetzagentur)

Der Vollständigkeit halber sei darauf hingewiesen, dass nach § 18 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) eine dezentrale Einspeisung vergütet werden kann. Diese Regelung ist jedoch nur dann gültig, wenn die Stromeinspeisung nicht über das EEG 2017 gefördert wird.

Wie bereits erläutert ist bei der Rückverstromung unter Umständen mit einer Einspeisevergütung nach EEG 2017 zu rechnen. Die Voraussetzungen sind in § 19 Abs. 3 EEG 2017

zusammengefasst und führen dazu, dass die Anlagenbetreiber die Speicherverluste selber tragen müssen. Da sich so nur in Einzelfällen ein wirtschaftlicher Betrieb realisieren lässt, ist seit dem EEG 2014 die Direktvermarktung grundsätzlich verpflichtend. Sobald eine gewisse Leistungsgrenze überschritten wird, darf seither keine Einspeisevergütung mehr in Anspruch genommen werden. Daraus ergibt sich die positive Auswirkung, „[...] dass ein Speicher ein interessanter Abnehmer für Strom aus anderen EE-Anlagen sein kann [...]“ (THOMAS 2017, S. 39). Direktvermarktung bedeutet im Falle des EEG, dass die Anlagenbetreiber ihren Strom auf den Strommärkten veräußern und bei Einhaltung von Förderungsvoraussetzungen eine Marktprämie beanspruchen können. Im Gegensatz zur Einspeisevergütung gibt es hier die Möglichkeit, den Strom schon bei der Lieferung mit der Marktprämie zu vergüten, falls der Speicher über das Netz der allgemeinen Versorgung betrieben wird. Sollte die Anlage vor dem Netz der allg. Versorgung geschaltet sein, wird lediglich die ausgespeicherte Menge berücksichtigt. Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass im EEG 2017 ein Doppelvermarktungsverbot für den zwischengespeicherten Strom besteht. Hiermit wird die Vermarktung als Grünstrom unterbunden.

Ferner kommt es im Stromsteuergesetz (StromStG) für Power-to-Gas-Anlagen nach § 9a Nr. 1 StromStG sehr oft zur steuerlichen Entlastungen. Demnach ist der Strombezug von Unternehmen des produzierenden Gewerbes, welche den Strom zur Elektrolyse verwenden, von der Stromsteuer vollständig entbunden. Ursprünglich zur Förderung von industriellen Verfahren zur Aluminium, Chlor und Natronlauge implementiert, verhindert diese Regelung eine Doppelbelastung der PtG-Anlagen.

4.3.2 Direktvermarktung der Wärme und des gespeicherten Gases

Unter diesem Aspekt ist die sog. Sektorkopplung zu verstehen, welche die Nutzung von Strom hauptsächlich in den Sektoren Wärme und Verkehr meint. Vor dem Hintergrund, dass in Deutschland die Stromproduktion hauptsächlich auf fossilen Energieträgern beruht, wirkt dieser Ansatz zuerst unsinnig. Dennoch ist der Anteil der erneuerbaren Energien im Stromsektor mit 30 % schon deutlich höher als 13 % bzw. 6 % im Wärme- beziehungsweise Verkehrssektor. Der Wärmesektor ist dahingehend interessant, als dass zum Beispiel im Fall des biologischen Sabatier-Prozesses in Faulbehältern Wärme benötigt wird und mit Hilfe von KWK-Anlagen zugeführt werden kann. Im Falle des Verkehrssektors ist nach den anfänglichen Bemühungen, die Energiewende durch Biokraftstoffe zu bewältigen, die Wasserstoff- und Elektromobilität in den Vordergrund gerückt, welche mit Hilfe des Speichergases bedient werden könnte. Gerade in Norddeutschland kommt es schon jetzt an windreicher Tage zu Netzengpässen. Auch hier kann die Sektorkopplung kurzfristig Abhilfe schaffen und die Abregelung von EE-Anlagen verhindern. Das Potenzial der Sektorkopplung wurde schon im Zuge des Klimaschutzplans 2050 erkannt und als wichtigster Punkt hinter der Energieeffizienz und dem direkten Einsatz von EE genannt. Auch im EnWG findet sie Erwähnung und wird im Zusammenhang mit den Zielen der Kostengünstigkeit, der Umweltverträglichkeit und der Versorgungssicherheit genannt. Die Sektorkopplung existiert also keinesfalls zum Selbstzweck, sondern weil sie zum Erreichen der Ziele der Energiewirtschaft beiträgt.

Wenn nun die Marktzugangsmöglichkeiten und Voraussetzungen betrachtet werden sollen, sei zuallererst erwähnt, dass es sich bei allen Sektorkopplungen um den Letztverbrauch

von Strom handelt, welcher grundsätzlich allen Belastungen unterliegt. Die vorangegangenen Darstellungen zur Befreiung von Netzentgelten, EEG-Umlagen u.ä. greifen in diesem Fall oft nicht, da sie an die Prämisse der Rückverstromung gekoppelt sind. Dennoch gibt es gerade für die Power-to-Gas-Technologien bereits Befreiungsmöglichkeiten. Da die PtG-Technologie den Schwerpunkt dieser Arbeit darstellt, soll ausschließlich sie im Folgenden betrachtet werden. Der Gasmarkt ist analog zum Strommarkt über Bilanzkreise geregelt wird. In diesem Zusammenhang sei auf Kapitel 4.3.1 und die Tatsache, dass die Prognose tagesgenau sein muss hingewiesen.

Um analog zum Stromnetz eine vorrangige Einspeisung in das Erdgasnetz zu erlangen, muss das gespeicherte Gas der Definition des Biogases laut EnWG genügen. Sobald dies der Fall ist, kann sich der Anlagenbetreiber auf §§ 31 ff. der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) berufen. Darin ist festgehalten, dass der Netzbetreiber PtG-Anlagen vorrangig anzuschließen hat. Außerdem ist geregelt, wie die Anschlusskosten zu verteilen sind und unter welchen Bedingungen der Netzbetreiber den Anschluss verweigern kann.

So müssen die Kosten für den Anschluss zu $\frac{3}{4}$ vom Netzbetreiber gezahlt werden, wobei der Speicherbetreiber höchstens 250.000 Euro beizutragen hat. Das GasNZV verpflichtet den Netzbetreiber des Weiteren dazu, sein Netz bei Bedarf auszubauen, um den Anschluss der EE-Anlage zu ermöglichen, solange es wirtschaftlich zumutbar ist. Lediglich bei technischer Unmöglichkeit des Anschlusses, darf der Netzbetreiber die Anfrage des Anlagenbetreibers ablehnen. Um die Netzkompatibilität des Biogases zu gewährleisten, verlangt ein Positionspapier der Bundesnetzagentur (BNetzA) vom Einspeiser, meistens also der PtG-Anlage, eine genaue Überwachung. Der Grund dafür ist, dass Wasserstoff nur als Zusatzgas in das Gasversorgungsnetz eingespeist werden kann und neben dem Beimischungsgrad auch mögliche Verunreinigungen überwacht werden müssen. Nach einer Aufbereitung des Speichergases zu Synthetic Natural Gas (SNG) wäre eine vollkommene Substitution technisch möglich.

Eine weitere Vermarktungsmöglichkeit für das gespeicherte Gas stellt der Biokraftstoff dar. Seit der Novellierung der EU-Richtlinie für Erneuerbare Energien 2009/28/EG können die Mitgliedsstaaten auch „im Verkehr eingesetzte flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs“ (Europäisches Parlament; Europäischer Rat 2009 Art. 2 u)) doppelt bei der Berechnung des Energiegehaltes im Verkehrssektor ansetzen. Die Umsetzung in deutsches Recht steht noch aus, sodass ungeklärt bleibt, in welchem Umfang Wasserstoff oder Methan aus erneuerbaren Energien in der Biokraftstoffquote berücksichtigt werden darf. Für die Verwendung von komprimiertem synthetischen Methan und komprimiertem Wasserstoff in Brennstoffzellen ist die Berechnung der Treibhausgasmindequote bereits in der 37. Bundes-Immissionsschutzverordnung (BImSchV) geregelt, sodass mit einer Veröffentlichung bezüglich des Speichergases in naher Zukunft zu rechnen ist.

4.4 Ausgangssituation auf der kommunalen Kläranlage

Schwerpunkt in dieser Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist die Anwendung des PtG-Verfahrens (hier Bio-Sabatier) in Faulbehältern auf kommunalen Kläranlagen. Die Vorteile dieser Anwendung liegen in:

1. der vorhandenen Infrastruktur: Gasspeicher, Gasaufbereitung, Messtechnik, Faulbehälter mit entsprechender Biomasse zur Methanbildung.
2. in der Regel einer guten Anbindung an das Strom- und/oder Gasnetz.
3. dem Betriebspersonal welches mit Biogasprozessen vertraut ist.
4. dem vorhandenen CO₂: zum einen im Faulbehälter als Produkt des anaeroben Abbaus, zum anderen als Rauchgas aus der Verbrennung des Biogases.

Für die Kalkulation der Methangestehungskosten ist es notwendig, die mögliche elektrische Leistung, welche mit den gegebenen Randbedingungen auf einer Kläranlage realisiert werden könnte, zu berechnen. Dies erfolgt auf Basis einwohnerspezifischer Werte für den Schlamm-, bzw. Klärgasanfall aus dem Bemessungsregelwerk. Daraus lässt sich die zur Verfügung stehende CO₂-Menge berechnen.

Tabelle 5: Spezifische Werte für Faulbehälter einer kommunalen Kläranlage (DWA 2014)

Parameter	Wert	Einheit
Faulschlamm	50	bTM/(E*d)
Faulschlamm	1,25	L/(E*d)
Faulschlamm	3	g oTS/(E*d)
Faulgas	25	NL/(E*d)

Als typische Methankonzentration im Klärgas können 60% angesetzt werden. Vereinfacht kann aus den in Tabelle 5 angegebenen Werten im Faulbehälter gebildetes CO₂-Potential zu

$$\text{CO}_{2, \text{Faulgas}} = 25 \text{ NL}/(\text{E} \cdot \text{d}) * 0,6 = 15 \text{ NL}/(\text{E} \cdot \text{d}), \text{ bzw. } 0,622 \text{ Mol CO}_2 /(\text{E} \cdot \text{d})$$

berechnet werden.

Aus der Stöchiometrie des Bio-Sabatierprozess ergibt sich somit ein theoretisches einwohnerspezifisches H₂-Nutzungspotential von

$$\text{Spez. } B_{\text{H}_2} = 0,622 * 4 = 2,488 \text{ Mol H}_2 /(\text{E} \cdot \text{d}).$$

In verschiedenen Studien (vgl. Abschnitt 2.1) hat sich allerdings gezeigt, dass das reale Verhältnis CO₂/H₂ in der Regel über dem stöchiometrischen liegt, weshalb im Folgenden mit einem erhöhten CO₂-Bedarf gerechnet wird.

Die reale tägliche Klärgasproduktion hängt neben der Beschaffenheit der Schlämme auch von dem Schlammalter, also der hydraulischen Verweilzeit, im volldurchmischten Faulbehälter ab. Daher ist eine detaillierte Betrachtung über die diese Parameter notwendig.

Tabelle 6: H₂-Nutzungspotential in Abhängigkeit der hydraulischen Verweilzeit (Beispiel: 100000 EW)

t_{hyd}	18	19	20	21	22	d
Zulauf Q	125	125	125	125	125	m ³ /d
Zulauf oTR (PS + ÜSS)	5.950	5.950	5.950	5.950	5.950	kg oTS/d
Zulauf CSB	8.449	8.449	8.449	8.449	8.449	kg CSB/d
Volumen	2.250	2.375	2.500	2.625	2.750	m ³
Höhe*	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	m ³
D	6,91	7,10	7,28	7,46	7,64	m
U	21,71	22,30	22,88	23,45	24,00	m
oTS Abbau	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	%
Raumbelastung	3,76	3,56	3,38	3,22	3,07	kg CSB/m ³ /d
Schlammbelastung	0,08	0,07	0,07	0,06	0,06	kg CSB/goTS/d
Schlammbelastung max, (nach DWA)	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	kg CSB/goTS/d
Schlammbelastung H ₂	0,04	0,05	0,05	0,06	0,06	kg CSB/goTS/d
Beschickung H ₂ CSB	2.424	2.784	3.144	3.504	3.864	kg CSB/d
Beschickung H ₂ Q	3.405	3.911	4.416	4.922	5.428	Nm ³ H ₂ /d
Beschickung H ₂ Energie	10.198	11.713	13.227	14.741	16.256	kWh H ₂ /d
Spez. Beschickung H ₂ Energie	0,10	0,12	0,13	0,15	0,16	kWh H ₂ /(E*d)

*: Annahme

Neben dem CO₂-Dargebot wird die maximal mögliche umzusetzende H₂-Menge durch die Belastung der Biomasse, also die Schlammbelastung, bestimmt. Durch die längere Verweilzeit wird bei gleicher Beschickung eine geringere tägliche Schlammbelastung gefahren. Nach dem Merkblatt DWA-M-368 können maximal 0,13 kg CSB_{abgebaut}/kg oTS/d im Faulbehälter gefahren werden. Als Differenz aus der realen zur maximalen Schlammbelastung ergibt sich die maximale Beschickung mit H₂.

Unter Annahme der oben angenommenen täglichen Klärgasproduktion ergibt sich für das Beispiel das in Tabelle 7 aufgeführte CO₂-Dargebot aus der anaeroben Schlammstabilisierung, bzw. der CO₂-Bedarf für den Bio-Sabatierprozess.

Tabelle 7: Vergleich von CO₂-Dargebot und CO₂-Bedarf (Beispiel: 100.000 EW)

t _{Hyd}	18	19	20	21	22	d
Summe Faulgas	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	m ³ /d
Anteil CO ₂						40%
CH ₄ Produktion	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	m ³ CH ₄ /d
CO ₂ Produktion	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	m ³ CO ₂ /d
CO ₂ Bedarf	681	782	883	984	1.086	m ³ CO ₂ /d
Differenz	319	218	117	16	-86	m ³ CO ₂ /d

Aus Tabelle 7 wird ersichtlich, dass im Bereich der typischen hydraulischen Aufenthaltszeiten von 18 – 22 Tagen nur geringe Differenzen im CO₂-Bedarf und -Dargebot bestehen. Die Ergebnisse lassen sich linear auf Kläranlagen anderer Größenklassen übertragen. Die berechneten Defizite könnten ggf. durch die Dosierung durch einer externen CO₂-Quelle (z.B. Rauchgas aus BHKW zur Klärgasverstromung) ausgeglichen werden.

4.5 Szenarien

Grundsätzlich sind unter Abschnitt 4.3 verschiedene Möglichkeiten für den Marktzugang mit im Bio-Sabatierprozess erzeugtem Biomethan bzw. Strom aufgezeigt worden. Welche Option hier zu einer wirtschaftlichen Anwendung führt, hängt im Wesentlichen von den zu zahlenden Steuern, Abgaben und Umlagen ab. Weiterhin wirkt sich auch Strombezug (direkter Einkauf, Börse, Energieversorger) auf den Strombezugspreis aus. Da die im Einzelfall zu realisierenden Strombezugskosten stark von den sich mit den Gesetzesnovellierungen (z.B. EEG 2014 zu 2017) regelmäßig ändernden Randbedingungen abhängen, ist es für die Wirtschaftlichkeitsberechnung in dieser Untersuchung zielführend, die Strombezugskosten, wie vom Betreiber zu zahlen anzusetzen. Dabei wird nicht zwischen dem Strompreis und den oben genannten Mehrkosten unterschieden. Für die Machbarkeitsuntersuchung an einzelnen Standorten können die spezifischen Strombezugskosten ermittelt werden und mit den hier Angesetzten abgeglichen werden.

Auf Seite der Erlöse werden diejenigen in die Kalkulation integriert, welche wie auch beim Strombezug, nicht von den Mehrbelastungen bei der Teilnahme am Energiemarkt beeinflusst sind.

Es folgt die Berechnung der Gasgestehungskosten, welche wiederum dem notwendigen Mindesterloß entsprechen, um eine entsprechende Anlage wirtschaftlich betreiben zu können.

Für die Berechnungen der Wirtschaftlichkeit wurden eine hydraulische Aufenthaltszeit von durchschnittlich 21 d angesetzt. Aus der täglichen im H₂ gebundenen Energiemenge kann die Leistung des Elektrolyseurs mit einem Wirkungsgrad von 80% zu ca. 1 MW berechnet werden.

4.6 Angesetzte Strompreise

In Tabelle 8 sind die durchschnittlichen Strompreise an der EEX aus dem Jahr 2017 aufgeführt, welche in dieser Studie angesetzt wurden

Tabelle 8. Mittlere Strompreise (Börse) in 2017

	Off-Peak	Base	High-Peak
€/MWh	28	34	42

Für die Berechnung der Gasgestehungskosten sind weiterhin die Kosten für Netzanschluss, Anschlussnutzung und Netznutzung, sowie ggf. staatlich veranlasste Mehrbelastungen (EEG-Umlage, Stromsteuer, Konzessionsabgabe, weitere) zu berücksichtigen, welche hier allerdings nicht differenziert betrachtet werden (Abschnitt 4.5). Diese können entfallen, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom aus eigenen Stromerzeugungsanlagen in räumlicher Nähe stammt. Dies könnten z.B. Windkraftanlagen in unmittelbarer Nähe einer Kläranlage oder landwirtschaftlichen Biogasanlage sein. In diesem sind keine Abgabe fällig und es können die Stromgestehungskosten angesetzt werden. Die Stromgestehungskosten für erneuerbare Energie sind in Bild 21 dargestellt. Für Windkraftanlagen bewegen sich diese zwischen 4 und 9 ct/kWh (onshore), bzw. 7,5 – 13,8 kWh/€ (offshore).

Stand: März 2018

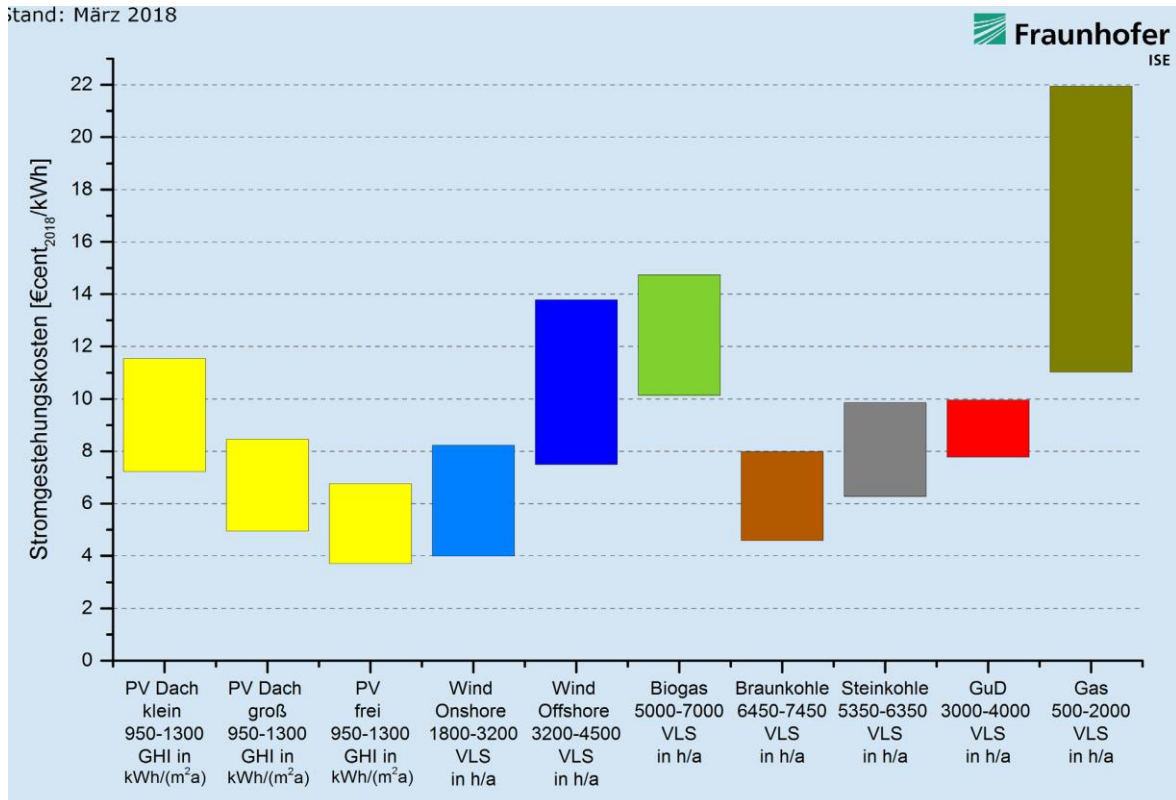


Bild 21: Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien (IWES 2017)

4.7 Mögliche Erlöse

Vermarktung als Biomethan:

Eine weitere Möglichkeit ist die Einspeisung und somit direkte Vermarktung des Biomethans an Endkunden oder Lieferanten. Inwieweit das im Bio-Sabatier-Prozess erzeugte gas Biomethan im Sinne des EEG ist, konnte im Rahmen dieses Vorhaben nicht abschließend geklärt werden. Daher ist unklar, ob der aus dem Gas erzeugte Strom bei einem dritten, die EEG-Vergütung wie Strom aus Biogas bekommen kann. Eine direkte Vermarktung als Erdgas aus erneuerbaren Energie ist aber möglich. Nach Information der Bundesnetzagentur betragen die Beschaffungskosten ca. 50% des Verkaufspreises für den Endkunden. Biomethan kann von Endverbrauchern für ca. 10 ct/kWh bezogen werden (z.B. Naturstrom Energy). Der Verkaufspreis für das im Bio-Sabatierprozess erzeugte Methan kann unter Marktbedingungen daher zu 5 ct/kWh angesetzt werden. Für die Vermarktung können börsenähnliche Plattformen genutzt werden (z.B. Arcanum Energy).

Zusätzliche Erlöse:

Neben dem Verkauf von Biomethan, bzw. Strom aus der der Rückverstromung des Speichergases können zusätzliche Erlöse durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt erzielt werden. Dies ist allerdings auf einer Kläranlage nur im Rahmen der Vorhaltung nicht genutzter BHKW-Kapazitäten möglich. Hierbei ist für die Anwendung auf Kläranlagen positiv, dass die Vergütung für das Vorhalten der Regelenergie besonders in der NT (Nebenzeit 20 – 8 Uhr) höher ist. Da der Energiebedarf der Kläranlage in diesem Zeitraum besonders niedrig ist, können hier größere BHKW-Kapazitäten vorgehalten werden. Die Bereitstellung kann auch über ein virtuelles Kraftwerk erfolgen, so dass auch Anlagen < 5 MW an dem Markt teilnehmen können. Hierzu gibt es verschiedene Anbieter (z.B. GELSENWASSER 2017), welches auch auf Kläranlagen spezialisiert sind. Im berechneten Beispiel wird davon ausgegangen, dass neben den vorgehaltenen Kapazitäten des BHKW, die Bereitstellung von positiver Regelenergie nur die Speicherung und Rückverstromung des im Bio-Sabatierprozess erzeugten Methans ermöglicht wird.

Durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt wurden in 2017 für das Vorhalten der Last die Vergütungen entsprechend Tabelle 9 gezahlt.

Tabelle 9: Erlöse für die Vermarktung der flexiblen Last von 1 MW in 2017

	PosHT	PosNT	NegHT	NegNT
Sekundärregelleistung	14.800 €	29.241	3.366	12.811
Minutenreserve		5.322		13.447

Pos: positiv, Neg: negativ, NT: Nebenzeit, HAT: Hochzeit

(Quelle: <http://www.dsm-bw.de/erloese-erzielen/markt-fuer-regelleistung/erloesrechner-regelleistung/>)

In dem berechneten Beispiel werden die folgenden vorzuhaltenden Leistungen negativer Regelernergie bei 1000 Volllaststunden des Hydrolysebetrieb angesetzt:

1. Sekundärregelenergie 0,5 MW positiv NT
2. Sekundärregelenergie 0,5 MW negativ NT
3. Sekundärregelenergie 0,5 MW negativ NT

Positive Regelernergie wird im Beispiel nur in der NT Zeit vorgehalten, da hier der Strombedarf auf der Kläranlage am geringsten ist und somit weniger Klärgas verstromt werden kann. Die vorgehaltene negative Regelernergie wird in der Berechnung entsprechend der angesetzten Volllaststunden reduziert.

Weiterhin kann auf einer Kläranlage das bei der Hydrolyse generierte O₂ zur Belüftung der aeroben biologischen Belebungsstufe genutzt werden (vgl. Abschnitt 2.3.). Dabei kann der Sauerstoff ohne eine zusätzliche Verdichtung eingetragen werden, da Elektrolyseure bis ca. 30 bar Ausgangsdruck betrieben werden kann. Weiterhin können mit dem Druck auch Druckluftspeicher gefüllt werden, so dass die O₂-Beschickung der Belüftung von der O₂-Produktion entkoppelt werden kann. Die zu erwartenden Erlöse lassen sich aus der stöchiometrischen Reinsauerstoffproduktion bezogen auf das erzeugte H₂ berechnen (vgl. Tabelle 1). In Tabelle 10 wird der O₂-Ertrag aus der Hydrolyse, sowie der daraus generierte Anteil der Reinsauerstoffbegasung am O₂-Bedarf berechnet.

Tabelle 10: Reinsauerstoffnutzung aus der Elektrolyse

t_{hyd}	18	19	20	21	22	d
O ₂ generiert	1703	1955	2208	2461	2714	Nm ³ O ₂ /d
O ₂ generiert	2433	2794	3155	3517	3878	kg O ₂ /d
O₂ generiert spez.	0,02	0,03	0,03	0,04	0,04	kg O₂/EW/d
SAE	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	kg O ₂ /kWh
Strom Belüftung	16	16	16	16	16	kWh/EW/a
Stromersparnis Belüftung durch Elek	737	847	956	1066	1175	kWh/d
O ₂ Bedarf			53			kg O ₂ /EW/a
O ₂ Bedarf			0,145			kg O ₂ /EW/d
O ₂ aus Elektrolyse	16,8	19,3	21,8	24,3	26,8	%

Wie oben bereits durchgeführt, dient eine 100.000 EW Anlage mit den angegebenen Schlammaltern der Faulung als Referenz. Als typischer SAE-Wert für die Belüftungseinrichtung wurde 3,3 kg O₂/kWh gewählt (DWA A-229). Der mittlere einwohnerspezifische Strombedarf für die Belüftung wurde dem DWA M-316 entnommen und beträgt ca. 16 kWh/EW/a.

Es zeigt sich, dass bis zu 26,8 % des für die Belüftung benötigten Sauerstoff durch die Elektrolyse bereit gestellt werden können.

Szenarien Erlöse aus der O₂-Nutzung:

Der Erlös aus der O₂-Nutzung wurde für das Szenario 1 mit den Strombezugskosten, welche auch für die Elektrolyse anzusetzen sind berechnet. Für das Szenario 2 wurde ein deutlich höherer Strombezugspreis angesetzt, da davon ausgegangen wird, dass der Strombezug für die Belüftung nicht begünstigt ist und daher die Stromkosten wie für Endverbraucher (volle Abgaben und Umlagen) entstehen.

Für das Szenario Vermarktung von Biomethan kann bei Bestandsanlagen die Aufbereitung entfallen. Ist allerdings eine Einspeisung geplant, können als vermiedene Kosten für die Aufbereitung bei Einsatz der Bio-Sabatier Technik ca. 1 ct/kWh eingespeistes Erdgas vermieden werden.

Abwärmenutzung:

Bei der Elektrolyse entsteht in Höhe der auf die Wasserstoffbildung bezogene Wirkungsgradverlust Wärme, welche ggf. verwertet werden kann. Bei einer Standortspezifischen Betrachtung ist zu prüfen, in wie weit Wärme genutzt und dadurch die Erlöse gesteigert werden können. Diese wurde in dieser Untersuchung nicht angesetzt.

4.8 Gasgestehungskosten

Abschätzung der Investitionskosten:

Nach DENA 2013 können für einen Elektrolyseur zwischen 1.500 – 3.200 €/kW installierter Leistung angesetzt werden. Für eine Anlage mittlerer Größe werden hier 2.580 €/kW angesetzt.

Für die Implementierung des Bio-Sabatierprozesses wird weitere Anlagentechnik benötigt. Dazu zählen:

1. Eintrags Elemente
2. Wasserstofftransport vom Hydrolyseur zum Faulbehälter
3. Ggf. Wasserstoffspeicher zur gleichmäßigen Beschickung des Faulbehälters und kurzfristiger Wasserstoffproduktion
4. Ggf. Sauerstoffspeicher zur Abdeckung von Belastungsspitzen der Belebung
5. Ggf. Einrichtungen zur Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz

Die vorgenannten Position 1 - 4 können für die Beispielanlage (100000 EW) mit 200.000 € abgeschätzt werden, welche sich wie folgt aufteilen:

- | | |
|------------------------------|----------|
| 1. Eintragselemente: | 50.000 € |
| 2. Rohrleitungen, Armaturen: | 15.000 € |
| 3. Wasserstoffspeicher: | 40.000 € |
| 4. Druckluftspeicher: | 30.000 € |
| 5. Einrichtung Einspeisung: | 45.000 € |
| 6. EMSR-Technik: | 20.000 € |

Dabei wirkt sich positiv aus, dass Silikonschläuche als Eintragselement als verfahrenstechnisch günstige Variante identifiziert werden konnten.

Sowohl Elektrolyseur, wie auch die weitere Technik für die Nachrüstung eines Faulbehälters mit der Bio-Sabatier-Technik werden in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mit branchenüblichen 15 Jahren abgeschrieben.

Die Investitionskosten für das berechnete Beispiel sind in Tabelle 11 aufgeführt.

Tabelle 11: Investitionskosten

Position	Elektrolyseur	Bio-Sabatieranlage	Summe
Invest	2,6 Mio. €	200.000 €	2,8 Mio. €
Abschreibung		15 Jahre	
Jahreskosten Invest:		186.100 €/a	
Verzinsung		1,5% => 42.000 €/a	
Jahreskosten Kapital + Invest		228.100 €/a	

Betriebskosten:

Für den Betrieb einer Bio-Sabatieranlage werden die Wartungskosten mit jährlich 1,5% der Installationssumme angesetzt (siehe Tabelle 11):

Wartung und Betrieb: 42.000 €/a

Weitere Betriebskosten entstehen durch den Strombezug für die Elektrolyse. Diese sind vor allem vom Strompreis, bzw. von der Höhe der Abgaben abhängig.

Für die Berechnung der Methangestehungskosten wurde ein Strombezugspreis von 0 bis 8 ct/kWh für die Elektrolyse angesetzt.

Die Volllaststunden der Elektrolyse wurden von 1000 – 8000 h/a variiert.

Methangestehungskosten:

In Tabelle 12 und Bild 22: Methangestehungskosten sind die Gestehungskosten für im Bio-Sabatierprozess gebildetes Methan aufgeführt. Es wird deutlich, dass die betriebenen Volllaststunden einen großen Einfluss auf das Ergebnis haben und zwischen den minimalen und den maximalen Gasgestehungskosten ein Faktor von 3,5 liegt.

Tabelle 12: Methangestehungskosten [€/MWh]

		Volllaststunden [h/a]								
		1000	2000	3000	4000	4380	5000	6000	7000	8000
Strombezugspreis [€/MWh]	0	405	202	135	101	92	81	67	58	51
	10	420	217	150	116	107	96	82	73	66
	20	435	232	165	131	122	111	98	88	81
	30	450	247	180	146	138	126	113	103	96
	40	465	263	195	161	153	141	128	118	111
	50	480	278	210	176	168	156	143	133	126
	60	495	293	225	192	183	171	158	148	141
	70	510	308	240	207	198	186	173	163	156
	80	525	323	255	222	213	201	188	178	171

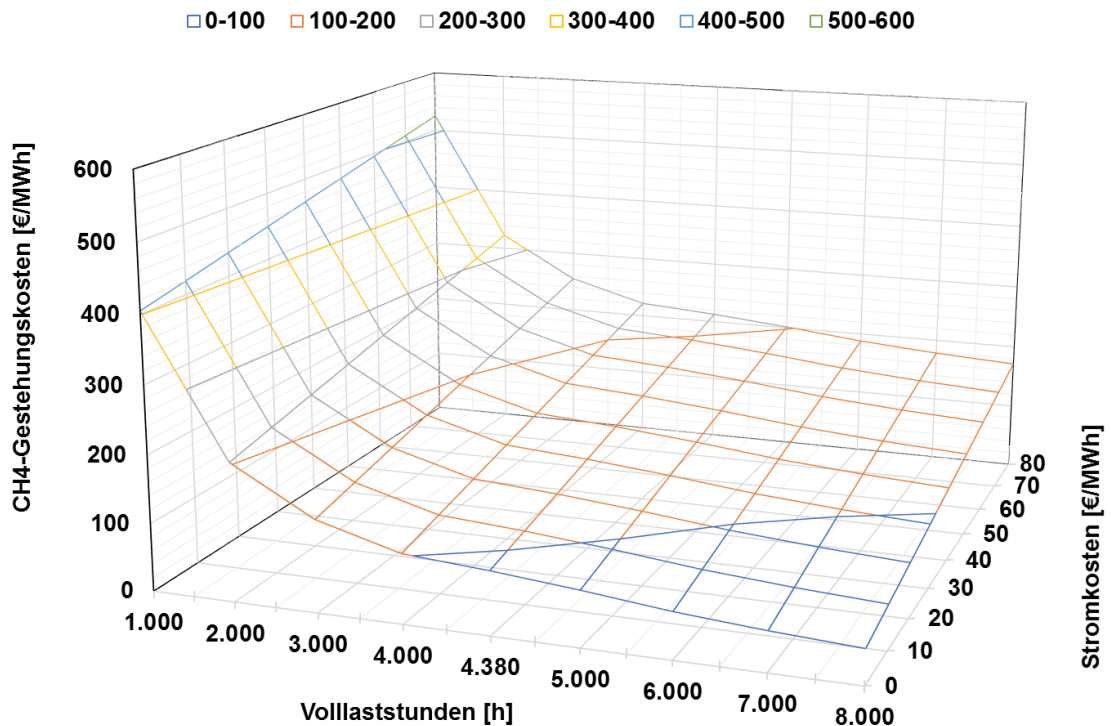


Bild 22: Methangestehungskosten

Auf der Seite der Erlöse werden in Tabelle 13 und Tabelle 14 werden die zusätzlichen Erlöse aus der Teilnahme am Regelenergiemarkt und der O₂-Nutzung für die betriebenen Volllaststunden in Abhängigkeit der für die Belüftung anzusetzenden Strombezugskosten aufgeführt.

Tabelle 13: Zusatzerlöse Szenario 1 in [€/MWh]

		Volllaststunden [h/a]								
		1000	2000	3000	4000	4380	5000	6000	7000	8000
Strombezugspreis [€/MWh]	0	32,71	15,66	9,98	7,14	6,40	5,43	4,29	3,48	2,87
	10	33,57	16,52	10,83	7,99	7,25	6,28	5,15	4,34	3,73
	20	34,42	17,37	11,69	8,84	8,10	7,14	6,00	5,19	4,58
	30	35,28	18,22	12,54	9,70	8,96	7,99	6,86	6,04	5,44
	40	36,13	19,08	13,39	10,55	9,81	8,85	7,71	6,90	6,29
	50	36,98	19,93	14,25	11,41	10,67	9,70	8,57	7,75	7,14
	60	37,84	20,79	15,10	12,26	11,52	10,56	9,42	8,61	8,00
	70	38,69	21,64	15,96	13,12	12,38	11,41	10,27	9,46	8,85
	80	39,55	22,50	16,81	13,97	13,23	12,27	11,13	10,32	9,71

Tabelle 14: Zusatzerlöse Szenario 2 in [€/MWh]

		Volllaststunden [h/a]								
		1000	2000	3000	4000	4380	5000	6000	7000	8000
Strombezugspreis [€/MWh]	0	34,85	17,80	12,11	9,27	8,53	7,57	6,43	5,62	5,01
	10	33,57	18,65	12,97	10,13	9,39	8,42	7,28	6,47	5,86
	20	36,56	19,51	13,82	10,98	10,24	9,28	8,14	7,33	6,72
	30	37,41	20,36	14,68	11,83	11,10	10,13	8,99	8,18	7,57
	40	38,27	21,21	15,53	12,69	11,95	10,98	9,85	9,04	8,43
	50	39,12	22,07	16,39	13,54	12,80	11,84	10,70	9,89	9,28
	60	39,97	22,92	17,24	14,40	13,66	12,69	11,56	10,74	10,14
	70	40,83	23,78	18,09	15,25	14,51	13,55	12,41	11,60	10,99
	80	41,68	24,63	18,95	16,11	15,37	14,40	13,27	12,45	11,84

Aus der Subtraktion der Methangestehungskosten und der zusätzlichen Erlöse ergibt sich der notwendige Mindestertrag aus der Vermarktung der Energie.

Tabelle 15: Notwendiger Mindestertrag Szenario 1 in [€/MWh als CH₄]

		Volllaststunden [h/a]								
		1000	2000	3000	4000	4380	5000	6000	7000	8000
Strombezugspreis [€/MWh]	0	371,9	186,6	124,9	94,0	86,0	75,5	63,1	54,3	47,7
	10	386,1	200,8	139,1	108,2	100,2	89,7	77,3	68,5	61,9
	20	400,3	215,0	153,3	122,4	114,4	103,9	91,5	82,7	76,1
	30	414,5	229,3	167,5	136,6	128,6	118,1	105,8	96,9	90,3
	40	428,7	243,5	181,7	150,8	142,8	132,3	120,0	111,1	104,5
	50	442,9	257,7	195,9	165,0	157,0	146,5	134,2	125,3	118,7
	60	457,1	271,9	210,1	179,2	171,2	160,7	148,4	139,6	132,9
	70	471,3	286,1	224,3	193,5	185,4	174,9	162,6	153,8	147,1
	80	485,5	300,3	238,5	207,7	199,6	189,1	176,8	168,0	161,3

Tabelle 16: Notwendiger Mindestertrag Szenario 2 in [€/MWh als CH₄]

		Volllaststunden [h/a]								
		1000	2000	3000	4000	4380	5000	6000	7000	8000
Strombezugspreis [€/MWh]	0	369,7	184,5	122,7	91,9	83,8	73,4	61,0	52,2	45,6
	10	386,1	198,7	137,0	106,1	98,0	87,6	75,2	66,4	59,8
	20	398,2	212,9	151,2	120,3	112,3	101,8	89,4	80,6	74,0
	30	412,4	227,1	165,4	134,5	126,5	116,0	103,6	94,8	88,2
	40	426,6	241,3	179,6	148,7	140,7	130,2	117,8	109,0	102,4
	50	440,8	255,5	193,8	162,9	154,9	144,4	132,0	123,2	116,6
	60	455,0	269,7	208,0	177,1	169,1	158,6	146,2	137,4	130,8
	70	469,2	283,9	222,2	191,3	183,3	172,8	160,4	151,6	145,0
	80	483,4	298,1	236,4	205,5	197,5	187,0	174,6	165,8	159,2

4.9 Kostenvergleich der Speichersysteme

Auf Basis der unter Abschnitt 4.1.1 - 4.1.4 beschriebenen Stromspeichersysteme werden die darin ermittelten Einspeicherkosten in Tabelle 17 gegenüber gestellt und mit den Ergebnissen aus der vorausgegangenen Wirtschaftlichkeitsuntersuchung zum Bio-Sabatierprozess verglichen. Bei Berücksichtigung des Wirkungsgrades einer Rückverstromung des erzeugten Methans, liegen die Kosten den Bio-Sabatierprozess deutlich über denen der Druckluft – und Pumpspeicher. Ein Vergleich mit Batteriespeichern ist nur bedingt möglich, da diese vor allem für die in Sekunden zur Verfügung stehende Momentanreserve oder die Primärregelenergie genutzt werden können. Der Vergleich zeigt, dass der Einsatz der Bio-Sabatier-technologie mit den Einsatzrandbedingungen der anderen Speichertechnologien wirtschaftlich noch keine Alternative darstellt. Allerdings können durch den Bio-Sabatierprozess auch weitere (Kosten-) Vorteile generiert werden. Weiterhin ist die Installation einer solchen Systems mit deutlich geringerem organisatorischem (Standortfindung, Genehmigung) Aufwand als z.B. bei einem Pumpspeicherkraftwerk möglich. Ein Blick auf die notwendigen Mindesterträge für das erzeugte Methan (vgl. z.B. Tabelle 16, 4380 h, 140 €/MWh_{Methan}) zeigt, dass die Differenz zu marktüblichen Preisen (ca. 100 €/MWh) deutlich geringer ist. Hier können im Einzelfall evtl. wirtschaftliche Konstellation gefunden werden.

Tabelle 17: Einspeicherkosten verschiedener Stromspeicher [€/MWh]

Speicher- zeitraum	Batterie- speicher	Druckluft- speicher	Pumpspei- cher	Bio-Saba- tier
Tag	370	130	90	382* (153)
Saisonal	-	230	280	580** (232)

*: Ein- und Ausspeisen 1:1 => 4380 Volllaststunden, Strombezugspreis: 40 €/MWh, BHKW Wirkungsgrad Rückverstromung: 40%, in Klammern: Bezogen auf Primärenergie Methan

** : Ein- und Ausspeisen 1:4 => 2000 Volllaststunden, Strombezugspreis: 20 €/MWh, BHKW Wirkungsgrad Rückverstromung: 40%, in Klammern: Bezogen auf Primärenergie Methan

4.10 Zusammenfassende Bewertung der Wirtschaftlichkeit

Die Investitionskosten für die Installation eines Bio-Sabatiersystems in einem bestehenden Fermenter (Faulbehälter Kläranlage oder landwirtschaftliche Biogasanlage) werden hauptsächlich durch den Elektrolyseur bestimmt. Das Eintragungssystem macht auf Grund der günstigen Eintragungselemente (Silikonschläuche) weniger als 10% der Investitionskosten aus. Die Betriebskostenanalyse zeigt, dass der Einsatz auf einer Kläranlage, in welcher der bei der Elektrolyse erzeugte Sauerstoff direkt genutzt werden kann, Kostenvorteile bringt.

Der Vergleich der Einspeicherkosten mit anderen System zeigt, dass die Bio-Sabatiertechnik derzeit noch teurer als andere Systeme ist. Die ermittelten notwendigen Mindesterträge zeigen aber, dass die Kosten und Erlöse unter bestimmten Randbedingungen in die Nähe der Wirtschaftlichkeit rücken. Ein Szenario, in denen sich bei derzeitiger Gesetzeslage die Wirtschaftlichkeit darstellen lassen könnte, wäre eine Kläranlage mit Eigenstromerzeugung aus Photovoltaik oder Windkraftanlage, die Nutzung des O₂ in der Belebung sowie die Direktvermarktung des Biomethans, bzw. die eigene Nutzung, z.B. in einer Fahrzeugflotte.

Grundsätzlich muss neben den niedrigen Strombezugskosten eine hohe Volllaststundenzahl generiert werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb unter den derzeitigen gesetzlichen Randbedingungen zu ermöglichen. Die Wirtschaftlichkeit wird für mehr Anwendungsfälle darstellbar werden, wenn auf regulatorischer Ebene Anpassungen geschehen, die eine Bio-Sabatieranlage zur Methanerzeugung nicht mehr als Endverbraucher, sondern als Teil der Stromversorgung sehen.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass die Kostenpositionen in den kommenden Jahren starken Änderungen unterzogen sein können. Diese können durch Gesetzesnovellierungen, aber auch durch die Senkung der spezifischen Investitionskosten generiert werden. So könnten sich nach DENA 2013, schon bis 2022 durch fortschreitende technologische Entwicklung und eine höhere Fertigungsstückzahl die Kosten für die Elektrolyse auf ca. 500 €/kW installierter Leistung reduzieren lassen.

5 Öffentlichkeitsarbeit

Folgende Maßnahmen wurden durchgeführt oder sind geplant:

1. Zu Beginn des Vorhabens wurde eine Projektinformation an regionale Akteure im Thema erneuerbarer Energien versendet (siehe Anhang)
2. Das Vorhaben wurde bei verschiedenen Auftraggebern im Rahmen von Unternehmenspräsentation vorgestellt, darunter:
 - a. Ostfriesisch-Oldenburger Wasserverband (OOWV)
 - b. Stadtentwässerung Hannover
 - c. CNP GmbH
 - d. Aqua Consult Ingenieur GmbH
3. Eine Veröffentlichung der Kläranlagen relevanten Ergebnisse (Besonders wirtschaftliche Aspekte) ist in der DWA-Verbandszeitschrift Korrespondenz Abwasser geplant.
4. Die Ergebnisse fließen in die DWA-Arbeitsgruppe KEK-10.1 „Wasserstoffbasierte Energiekonzepte“
5. Eine Veröffentlichung der Versuchsergebnisse zum H₂-Eintrag und der daraus abgeleiteten Erkenntnisse über eine Regelung ist in einem internationalen Journal in Vorbereitung.
6. Die Versuchsergebnisse sind Teil der Dissertation von Graham Cuff, M. Sc. welcher an der Leibniz Universität Hannover promoviert.
7. Es ist geplant die Arbeiten zum Bio-Sabatierprozess fortzusetzen. Eine Projektskizze wurden bereits im Programm KMU-Innovativ des BMBF eingereicht. Diese hat bei den Gutachtern großen Zuspruch erfahren, hat aber leider auf Grund der vielen eingegangenen Skizzen keine Berücksichtigung gefunden. Die Projektpartner sind aber zum erneuten Einreichen aufgefordert.

6 Zusammenfassung und Fazit

Zur Untersuchung des blasenfreien Eintrags von Wasserstoff in technische biologische Systeme zur Umsetzung des Bio-Sabatierprozesses wurden ein Forschungsvorhaben durchgeführt. Ziel dieses F&E-Vorhabens ist es, die Umsetzung des Patentes 2674132 DE1 in Laborversuchen und einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zu verifizieren und Kennwerte für eine Verfahrensauslegung zu ermitteln. Als Schwerpunkte im Rahmen des hier beantragten Forschungsprojektes wurden

- Verschiedene Komponenten für einen blasenfreien Wasserstoffeintrag untersucht und dazugehörige Kennwerte ermitteln,
- der Regelalgorithmus erprobt und
- die zu erwartende Wirtschaftlichkeit auf Basis der Kennwerte abgeschätzt.

Die Aktivitäten haben sich dabei entsprechend dem Antrag in die Arbeitspakete „Erprobung in Laborversuchen“ „Wirtschaftlichkeitsbetrachtung“ gegliedert.

Im Arbeitspaket 1 „Erprobung in Laborversuchen“ wurde zunächst eine Versuchsanlage ($V = 115 \text{ Liter}_{AV}$) mit Beschickungs- und Umwälzpumpen, Online-Messtechnik, Automatisierung und Sicherheitstechnik im Technikum des ISAH aufgebaut. In dieser wurden in Klarwasserversuchen 5 verschiedene Materialien, bzw. Membrane für einen blasenfreien H_2 -Eintrag untersucht (Tellerbelüfter, PFFE-Wickelmodul, Hohlfasermembran, Keramische Membranplatten, Silikonschlauch).

Sowohl mit der Keramikmembran als auch dem Silikonschlauch konnten sehr gute Ergebnisse bezüglich des blasenfreien Wasserstoffeintrages erzielt werden. Bezogen auf die Eintragsfläche wurde mit dem Silikonschlauch mit Abstand das beste Ergebnis erzielt. Es wurde ein blasenfreier Eintrag mit einem Flux von $620 \text{ L}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ erreicht. Von der Handhabung, Verfügbarkeit und Preis ist der Silikonschlauch den anderen Elementen deutlich überlegen und würde sich für den Praxiseinsatz sehr gut eignen.

Die mit Faulschlamm durchgeführten Untersuchungen haben gezeigt, dass wie erwartet durch die Zugabe von Wasserstoff die Methankonzentration im Biogas gesteigert werden konnte. Gleichzeitig bewirkte die Wasserstoffzugabe aber auch eine signifikante Verschiebung des Säurespektrums in Richtung Propion-, Butter- und Valeriansäure. Diese Entwicklung führt kurzfristig zu einer reversiblen Hemmung der Methanogenese und kann jedoch langfristig auch eine Versäuerung des Reaktors bewirken. Kurzfristig äußert sich die Hemmung in einer Verringerung der Biogasproduktion. Insgesamt war die Versuchsdauer nicht ausreichend für die Adaption der anaeroben Biozönose an die kontinuierliche Wasserstoffdosierung.

Wasserstoff kann mit dem Silikonschlauch oder auch der Keramikmembran sehr gut blasenfrei eingetragen werden. Es hat sich jedoch gezeigt, dass relativ schnell Wasserstoffkonzentrationen erreicht werden können, die zu einer Hemmung der Methanogenese führen. Die gestiegene Wasserstoffkonzentration in der Flüssigphase wird aber nicht unmittelbar im Kopfraum des Reaktors als Anstieg der H_2 -Konzentration detektiert. Eine Hemmung erfolgt bereits deutlich vor der Detektion des Wasserstoffes im Kopfraum des Reaktors, so dass die hier gemessene Wasserstoffkonzentration nicht als Regel- oder Steuerungsgröße für das Gesamtverfahren verwendet werden kann.

Während der Betriebsphase wurde auch der Regelalgorithmus zur Steuerung des H_2 -Eintrags in Abhängigkeit der in der Gasphase gemessenen H_2 -Konzentration erprobt. In den Versuchen hat sich gezeigt, dass die in der Gasphase gemessene Konzentration nicht ausreichend genau mit der Konzentration in der wässrigen Phase korrespondiert. Grund hierfür sind unterschiedliche Einflussfaktoren auf den Gastransfer, welche durch die Systemrandbedingungen (Reaktorgeometrie, Durchmischung, pH, T) zu einem ungünstigen System für einen optimalen Gasaustausch führen. Sowie als zusätzlicher Faktor die H_2 -Zehrung der Biomasse. Die H_2 -Konzentration in der Gasphase kann zwar als Abschaltkriterium für die H_2 -Beschickung zur Vermeidung von H_2 -Spitzen bei einer möglichen Einspeisung ins Gasnetz genutzt werden, die Beschickung der Biomasse mit Wasserstoff kann darüber aber nicht gesteuert werden. Die Hypothese konnte demnach in dem Vorhaben nicht bestätigt

werden. Allerdings lassen sich aus den Versuchen Rückschlüsse für ein mögliches Regelkonzept ableiten. So sollten auch die Methankonzentration in der Gasphase, sowie die Biogasproduktion als Parameter in die Regelung einfließen. Die Umsetzung dieses Regelkonzeptes und dessen Erprobung war im Rahmen dieses Vorhabens allerdings nicht mehr möglich, da die weiteren Eingangsparameter (z.B. Löslichkeit der Gase in Abhängigkeit von T, pH und möglichen Reaktionspartnern) die Komplexität deutlich erhöhen.

In der sich anschließenden Wirtschaftlichkeitsuntersuchung im Arbeitspaket 2 wurden verschiedene Technologien zur Speicherung von Strom gegenübergestellt und deren spezifischen Stromeinspeisekosten aus der Literatur ermittelt. Weiterhin erfolgte eine Einordnung der Bio-Sabatier-technik als Stromspeicher in den energierechtlichen Rahmen.

Entsprechend dem Ziel des Antrags, wurden die Stromeinspeicherkosten für den Bio-Sabatierprozess auf einer kommunalen Kläranlage unter Anwendung von Silikonschläuchen zum Wasserstoffeintrag in den Faulbehälter ermittelt. Dabei wurden diese absolut angesetzt, da die Gesetzeslage derzeit keine allgemein gültige Aussage zulässt, welche Abgaben (Stromsteuer, Netznutzung, EEG-Umlage, etc.) fällig werden. Dies ist für den Einzelfall zu prüfen. In der Erlösermittlung hat sich gezeigt, dass durch die Nutzung des Reinsauerstoffs aus der Elektrolyse für die Belebungsstufe einer Kläranlage und das Vorhalten von Kapazitäten zur Regelenergiebereitstellung Beträge zwischen ca. 3 und 50 €/MWh in Abhängigkeit vom angesetzten Strombezugspreis für die Belüftung und die Elektrolyse generiert werden können.

Im Vergleich mit den anderen Technologien zur Stromspeicherung liegen Kosten für den Bio-Sabatierprozess (ausgehend von einer Rückverstromung des Methans) deutlich über denen der Vergleichstechnologien. Für einen wirtschaftlichen Einsatz ist demnach von einer Vermarktung des erzeugten Biomethans auszugehen. Der notwendige Mindestertrag für das im Bio-Sabatierprozess erzeugte Biomethan kommt ab ca. 4000 Volllaststunden Elektrolysebetrieb in Bereiche, in denen eine Wirtschaftlichkeit realistisch zu erzielen ist. Hierfür wurde eine Grenze von ca. 10 ct/kWh_{CH₄} angesetzt. Grundsätzlich wirkt sich die Energiemarktgesetzte derart aus, dass eine Direktvermarktung der Energie aufgrund der geringeren Abgaben häufig günstiger ist. Ein mögliches wirtschaftliches Szenario für die Verfahrensumsetzung auf einer kommunalen Kläranlage wäre die Nutzung von eigenem, erneuerbarem Strom (z.B. Photovoltaik oder Wind), die Produktion von Biomethan und deren direkte Vermarktung. Entweder über eine Einspeisung in das Gasnetz oder eigene Leitungen bei räumlicher Nähe.

Die Ziele des Vorhabens konnten weitgehend erreicht werden. Im Falle des Reglers konnte leider nicht abschließend ein Algorithmus erprobt werden, da die Hypothese aus dem Antrag widerlegt wurde. Allerdings wurden wichtige Erkenntnisse für die notwendige Erweiterung des Regelkonzeptes gewonnen.

Die Zusammenarbeit zwischen den beiden Projektpartnern war gut. An Lösungen wurden gemeinsam gearbeitet und in der Versuchsphase fand eine enge Abstimmung zwischen den Partnern statt.

Hannover, den 13.07.2016

NeTra Consult

Dr.-Ing. Niklas Trautmann

Dr.-Ing. Klaus Nelting

Dipl.-Ing. Benjamin Vogel

**Institut für Siedlungswasserwirtschaft
und Abfalltechnik der Leibniz Universi-
tät Hannover (ISAH)**

PD habil. Dr.-Ing. Dirk Weichgrebe

Dr.-Ing. Paul Stopp

M.Sc. Graham Cuff

7 Literaturverzeichnis

- Ay, S., D. Weichgrebe and K.-H. Rosenwinkel (2016). Untersuchungen zum Einfluss der Wasserstoffdosierung auf die Umsetzungskinetik der Methanogenese. Hannover, Oswald Schulze-Stiftung
- Benjaminsson, G., J. M. Benjaminsson and R. B. Rudberg (2013). Power-to-gas. A technical review, Svenskt Gastekniskt
- Bredow, H. v. and L. Balzer (2015). "Rechtlicher Rahmen für Power-to-Gas: Eine aktuelle Bestandsaufnahme." *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 65(4): 72–77.
- Burkhardt, M. u. B., G. (2013). "Methanation of hydrogen and carbon dioxide." *Applied Energy* 111: 74-79.
- Busch, G. and M. Burkhardt (2018). Biologische Methanisierung von Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff mittels einer anaerob-bioreaktiver permeablen Wand. 11. Biogasinnovationskongress, Osnabrück, Deutsche Bundesstiftung Umwelt.
- Crotogino, F. (2003). "Einsatz von Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerken beim Ausgleich fluktuierender Windenergie-Produktion mit aktuellem Strombedarf." *VDI BERICHTE* 1746: 411–424.
- DENA (2013). Power To Gas. Berlin, Deutsche Energieagentur
- DWA (2014). Biologische Schlammstabilisierung von Klärschlamm. M-368. DWA. Hennef
- Electrocheae (2016). from www.electrochaea.com/technology.
- Gelsenwasser (2017). POOL - Flexibilität im virtuellen Kraftwerk. G. AG
- Hartmann, N., L. Eltrop, N. Bauer, J. Salzer, S. Schwarz and M. Schmidt (2012). "Stromspeicherpotenziale für Deutschland."
- IWES, F. (2017). "Stromgestehungskosten IWES." from http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/windmonitor_de/3_Onshore/5_betriebsergebnisse/5_Stromgestehungskosten/.
- Kraftwerke, N. (2017). "Was ist Regelenergie?". from <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie>.
- Luo, G., S. Johansson, K. Boe, L. Xie, Q. Zhou and I. Angelidaki (2012). "Simultaneous hydrogen utilization and in situ biogas upgrading in an anaerobic reactor." *Biotechnology and Bioengineering* 109(4): 1088-1094.
- Luschtinetz, T., J. Lehmann and I. Noster, Eds. (2007). Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik 2007. Praxis verstehen, Chancen erkennen, Zukunft gestalten. Stralsund, Fachhochschule.
- Schönberg, V. and G. Busch (2012). Steigerung des Methangehaltes durch biologische Wasserstoffumsetzung. *Bornimer Agrartechnische Berichte*. 79: 66-76.
- Siemes, P. M. K. (2008). Verbesserte Systemintegration von Windenergieanlagen mittels Druckluftspeichern, Klinkenberg.
- Thomas, H. (2017). Rechtliche Rahmenbedingungen der Energiespeicher und der Sektorkopplung: EnWG mit Strommarktgesetz, EEG 2017 und KWKG 2016. Wiesbaden, Springer Fachmedien Wiesbaden.

Zell, C., U. Hochberg, A. Bauer and K. Haas (2016). ARTHyMES - ARCHAEA TRANSFORM HYDROGEN TO METHANE FOR ENERGY STORAGE. Abschlussbericht badenova. Hohenheim