

FLEXIBILISIERUNG VON BIOGASANLAGEN ZUR BESTANDSSICHERUNG

Flexibilisierung durch Biomethaneinspeisung in das Gasnetz

Berlin, 29.06.2020

Studiengang:

Regenerative Energien (M)

Fachbereich:

Ingenieurwissenschaften – Energie und Information

Autoren:

Kilian Helfenbein (554994)

Michaela Zoll (540737)

Betreuer:

Prof. Dr.-Ing. Mirko Barz

INHALTSVERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis	1
Tabellenverzeichnis	1
Akronyme	1
I Einleitung	1
II Aktueller Stand	2
II-A Stand der Technik	2
II-A1 Absorptionsverfahren	3
II-A2 Membrantrennverfahren	3
II-A3 Druckwechseladsorption	3
II-A4 Kryogene Trennverfahren	4
II-B Stand der Forschung und Entwicklung	4
II-B1 Sabatier-Prozess	4
II-B2 Biochemische Methanisierung	4
II-C Rechtliche Rahmenbedingungen für die Flexibilisierung von Bestandsanlagen	5
II-C1 Höchstbemessungsleistung	5
II-C2 Direktvermarktung	5
II-C3 Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen	5
II-C4 Flexibilitätszuschlag für Neuanlagen	6
II-C5 Vermiedene Netzentgelte	6
II-C6 Zusammenfassung	6
II-D Stand der Marktintegration von Biogas und -methan	6
II-D1 Stromerzeugung	6
II-D2 Wärme und Kälte	7
II-D3 Verkehr	8
III Biomethanpotential	8
IV Ökologische Bilanz	8
IV-A Treibhausgasemissionen	8
IV-A1 Kohlenstoffdioxid-Emissionen	8
IV-A2 Methan-Emissionen	9
IV-B Luftschadstoffe	9
IV-C Lagerung und Behandlung des Gärguts	9
IV-D Endnutzung des Gärrests	9
IV-E Aufbereitung zu Biomethan	9
IV-F Fazit	10
V Techno-ökonomische Analyse	10
V-A Analyse der konventionellen Aufbereitungsverfahren	10
V-B Verarbeitung des Kohlenstoffdioxidanteils	14
V-C Fazit	14

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

1	Verteilung der in Deutschland eingesetzten Verfahren zur Biogasaufbereitung zu Biomethan [11]; <i>Eigene Darstellung</i>	3
2	Verteilung der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Erzeugungsart im Jahr 2019 [10]; <i>Eigene Darstellung</i>	7
3	Verteilung der Bruttostromerzeugung aus Bioenergie nach Brennstoffart im Jahr 2019 [10]; <i>Eigene Darstellung</i>	7
4	Installierte Leistung an Biogas- und Biomethan-kapazitäten und der Nettozubau von Biomethan-kapazität [10]; <i>Eigene Darstellung</i>	7

TABELLENVERZEICHNIS

I	Anforderungen an Gas aus regenerativen Quellen [1][22]	2
II	Erzeugung bzw. Endenergieverbrauch aus Biogas und -methan nach Sektoren [10]	6
III	Biomethanpotential in Deutschland [6][14][35]	8
IV	Emissionsfaktoren von Biogasanlagen mit direkter Biogasverbrennung [Paolini2018]	9
V	Übersicht über die konventionellen Biogasaufbereitungsverfahren	13

AKRONYME

BHKW	Blockheizkraftwerk
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs
DWW	Druckwasserwäsche
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
fEE	Fluktuierende erneuerbare Energien
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GWP	Global Warming Potential
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	Liquified Natural Gas
PSA	Druckwechseladsorption, engl. Pressure Swing Adsorption

I. EINLEITUNG

Der Ausbau an **fluktuierenden erneuerbaren Energien (fEEs)** führt zu einem erhöhten Bedarf an Flexibilitätsoptionen, um einen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage zu erzielen. So kommt es in einem zukünftigen Energiesystem, welches von **fEEs** dominiert wird, zu einer starken Verschiebung der Residuallastkurve. Als steuerbare regenerative Erzeugungseinheiten, können Biogasanlagen eine wichtige Rolle in der Erbringung von Flexibilität übernehmen und zu einem abfedern der Residuallast beitragen. [19]

Die Umstellung der Fahrweise von Biogasanlagen, weg von einer Maximierung der Volllaststundenzahl hin zu einer

flexiblen Erzeugung, bedeutet einen erhöhten planerischen, technischen und operativen Aufwand und somit erhöhte Kosten gegenüber dem Status quo. Um einen Anreiz hin zu einer Flexibilisierung bestehender Anlagenleistung zu schaffen, wurde mit dem **Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2012** (§33i) die Flexibilitätsprämie eingeführt. Anschließend wurde mit dem **EEG 2014** (§53) das Anreizprogramm durch die Einführung des Flexibilitätszuschlages auf Neuanlagen ausgeweitet und mit dem **EEG 2017** auf ein Ausschreibungssystem umgestellt. [13]

II. AKTUELLER STAND

In diesem Kapitel wird auf den aktuellen Stand der Technik und der Marktintegration von Biogas und Biomethan eingegangen. Zusätzlich wird der rechtliche Rahmen erläutert und Hemmnisse aufgezeigt, die den Prozess hin zu einer Flexibilisierung von Biogasanlagen erschweren.

A. Stand der Technik

Die Hauptbestandteile von Rohbiogas sind Methan mit 50 % bis 75 %, Kohlenstoffdioxid mit 20 % bis 50 % und Wasserdampf mit 1 % bis 5 %. Daneben kann es auch Schwefelwasserstoff, Ammoniak, Stickstoff und Siloxane enthalten. Die genaue Zusammensetzung des Biogas ist hierbei in erster Linie abhängig von der zur Produktion verwendeten Biomasse [30]. Sie bestimmt damit außerdem welche Gasreinigungs- und Aufbereitungsverfahren durchgeführt werden müssen, damit es als Biomethan in das deutsche Erdgasnetz eingespeist werden darf. Dabei ist das Hauptziel den Methananteil, und damit den Heizwert, zu erhöhen und die übrigen Bestandteile soweit wie möglich zu reduzieren. Die wichtigsten Anforderungen, gestellt durch den **Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachss (DVGWs)**, sind in **I** zusammengefasst. Die geringen Anteile von Siloxanen und Ammoniak im Biogas werden oft durch andere Gasreinigungsverfahren entfernt, sodass eine separate Abtrennung meist nicht nötig ist. [1][22]

Tabelle I
ANFORDERUNGEN AN GAS AUS REGENERATIVEN QUELLEN [1][22]

Komponente	zul. Anteil	Wirkung
CH ₄	L-Gasnetze: ≥90 mol % H-Gasnetze: ≥95 mol %	brennbare Gaskomponente
CO ₂	L-Gasnetze: ≤10 mol % H-Gasnetze: ≤5 mol %	vermindert Brennwert
H	bis Netzdruck 10 bar: ≤200 $\frac{\text{mg}}{\text{m}^3}$ Netzdruck größer 10 bar: ≤50 $\frac{\text{mg}}{\text{m}^3}$	Korrosion; Kondensat beschädigt Instrumente und Aggregate
H ₂ S	≤5 $\frac{\text{mg}}{\text{m}^3}$	Korrosion
NH ₃	k.A.	verringert Zündverhalten

Bisher wird das Biomethanpotenzial allerdings nur geringfügig genutzt. Die Anzahl von Biogasanlagen liegt im Jahr 2019 bei ca. 9523 [7]. Dagegen sind nur 213 Biogasaufbereitungsanlagen in Betrieb mit einer Methaneinspeisekapazität von gut 130 000 m³_{i.N.}/h. Zehn weitere Anlagen sind in Planung und sollen spätestens 2020 in Betrieb genommen werden. In **1** ist die Verteilung der verschiedenen Biogasaufbereitungsverfahren im Jahr 2017 in Deutschland, für damals noch 196 Anlagen, dargestellt. [33]

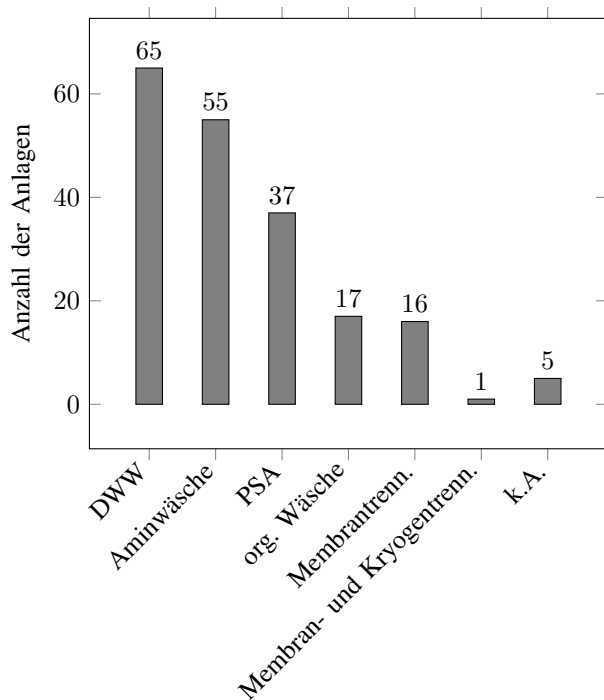


Abbildung 1. Verteilung der in Deutschland eingesetzten Verfahren zur Biogasaufbereitung zu Biomethan [11]; Eigene Darstellung

Die aufgezeichneten Technologien werden genutzt, um CO_2 vom Biogas abzuscheiden, und entsprechen dem aktuellen Stand der Technik. Sie werden Im Folgenden näher erläutert.

1) *Absorptionsverfahren*: Die Absorptionsverfahren gehören zu den gängigsten Prozessen. Man unterscheidet dabei zwei verschiedenen Prinzipien. Während der physikalischen Absorption werden unerwünschte Bestandteile eines Gasstroms in einem Flüssigkeitsstrom gelöst. Der Konzentrationsunterschied des Gases in beiden Medien ist dabei die treibende Kraft für den Stoffübergang. Wenn die abgeschiedenen Gasbestandteile dabei mit dem Lösungsmittel reagieren, spricht man von chemischer Absorption. [30]

Das weltweit verbreitetste Verfahren ist die **Druckwasserwäsche (DWW)** mit einem Anteil von 41 %. Sie basiert auf der physikalischen Absorption von Gasen in Wasser. Das Verfahren nutzt dabei aus, dass die Löslichkeit von Methan bei 25°C 26 mal schlechter als von Kohlenstoffdioxid. Das Rohbiogas wird unter hohem Druck in die flüssige Phase des Absorbers geleitet, wo CO_2 absorbiert wird. Zur Regeneration wird das Lösungsmittel anschließend mit Luft in einen Desorber geleitet, wo sich das CO_2 vom Wasser löst. Danach wird das Wasser zurück in den Absorber geführt. Das Schwachgas, das kleine Mengen von CH_4 enthält muss nachbehandelt werden bevor es in die Atmosphäre geleitet wird. [21] [5]

Neben der **DWW** werden auch ähnliche Waschverfahren mit organischen Lösungsmitteln verwendet, genannt Polyglykolwäsche. Wie bei der **DWW** gibt es eine Absorptionsstufe bei erhöhtem Druck und eine Regenerationsstufe. Die Polyethylenglykol-Dimethylether Waschmittel, bekannt unter den Handelsnamen Genosorb[®] oder Selexol[®], weisen eine deutlich höhere CO_2 -Löslichkeit als Wasser auf. So sind kleinere Waschmittelmengen und Absorberabmessungen möglich. [1]

Die Aminwäsche funktioniert nach dem Prinzip der chemischen Absorption. Saure Gasbestandteile im Biogas, CO_2 und potenziell H_2S , reagieren im Absorber exotherm reversibel mit einer Lösung aus Wasser und Aminen und werden somit chemisch gebunden. Das meist verwendete Amin ist Methyldiethanolamin (MDEA). Die Regeneration des Lösungsmittels findet in einer Stripkolonne statt. Dazu wird es auf 120°C bis 160°C aufgeheizt, um die nötige Reaktionswärme aufzubringen. Das gelöste CO_2 wird in einem Kondensator abgekühlt und in die Atmosphäre geleitet. [5] [21]

2) *Membrantrennverfahren*: Biogasaufbereitung mithilfe von Membranverfahren nutzen die unterschiedlichen Permeabilitäten von Gasanteilen mithilfe einer semi-permeablen Membran. Je nach Molekülgröße können manche Bestandteile auf die andere Seite diffundieren. Für Biogasaufbereitung werden Membranen verwendet, die CO_2 , H_2O , O_2 und H_2S durchdringen lassen, während CH_4 und N_2 übrig bleiben. Üblich sind drei verschiedene Arten von Membranen, polymere, anorganische und Mixed-Matrix-Membranen (MMM). Die Diffusion findet unter hohen Drücken statt, sodass neben den gewünschten Gasen auch Spuren von CH_4 in das Permeat gelangen. Um dem entgegen zu wirken, werden mehrere Membranen seriell verbunden, um die Verluste zu verringern. Außerdem werden nun auch Verfahren entwickelt, die das Membranverfahren mit einer Absorption verbinden. Auf einer Seite der Membran befindet sich ein Lösungsmittel, das gasförmiges CO_2 und H_2S , das von der anderen Seite diffundiert, absorbiert. Membranverfahren bieten die Möglichkeit preiswert hohe CH_4 -Konzentrationen zu erreichen. Wegen der großen Menge an möglichen Membranmaterialien besteht zudem hohes Optimierungspotenzial. [21]

3) *Druckwechseladsorption*: Die **Druckwechseladsorption**, engl. **Pressure Swing Adsorption (PSA)** trennt Gasbestandteile aufgrund ihrer physikalischen Eigenschaften. Das Rohbiogas wird verdichtet und in einen Adsorber geleitet, wo der Adsorbent das enthaltene CO_2 an seine Oberfläche bindet während

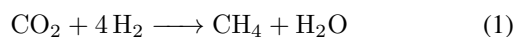
das CH₄ weiter strömt. Wenn das Material gesättigt ist wird der Druck stufenweise verringert und das Gas wird desorbiert. In der Regel werden Zeolithe oder kohlenstoffbasierte Stoffe als Adsorbent verwendet. Damit ein kontinuierlicher Prozess entsteht, werden mindestens vier Kolonnen hintereinander geschaltet, die sich in unterschiedlichen Stadien der Adsorption oder Regeneration befinden. Vorteile der Technik sind, dass im Gegensatz zu Waschverfahren keine zusätzlichen Kosten für Chemikalien oder Wasser anfallen. Außerdem sind die Systeme trotz ihres relativ komplexen Aufbaus modular und damit auch für kleine Anwendungen geeignet. Ein Nachteil ist, dass der Methananteil im Abgas mit 15 % bis 20 % sehr hoch ist und es weiterer Nachbehandlung erfordert. [5] [21]

4) *Kryogene Trennverfahren*: Eine weitere Technologie zur Biogasaufbereitung sind kryogene Verfahren. CH₄ hat mit -161.5°C eine niedrigere Siedetemperatur als CO₂, das schon bei -78.2°C verdampft. Aus diesem Grund können die Gase bei sehr niedrigen Temperaturen voneinander durch Destillation getrennt werden. Zur Aufbereitung wird das Rohbiogas mithilfe mehrerer Kompressoren und Wärmeübertragern verdichtet und auf -55°C abgekühlt, wo der größte Anteil CO₂ bereits abgetrennt werden kann. Bei -85°C erstarrt letztendlich das übrig gebliebene CO₂. [21] [2]

B. Stand der Forschung und Entwicklung

Im Folgenden werden die bedeutendsten Technologien zur Biogasaufbereitung vorgestellt, die den CO₂-Anteil des Biogases zur Methanherstellung nutzen.

1) *Sabatier-Prozess*: Das abgeschiedene CO₂ aus den vorangegangenen Aufbereitungsverfahren kann, statt in die Atmosphäre geleitet zu werden, zur Methanisierung genutzt werden. Ein gängiges Verfahren ist der Sabatier-Prozess. Er beschreibt die exotherme Reaktion von H₂ und CO₂ zu Methan und Wasser mithilfe eines, in der Regel nickelbasierten, Katalysators. [2]



Diesen Vorgang nutzt beispielsweise die Audi e-gas Anlage bereits seit einigen Jahren, indem sie CO₂ aus einer Biogasaufbereitung bezieht und H₂ durch Hydrolyse generiert [3]. [2] Es besteht allerdings auch die Möglichkeit direkt Biogas als CO₂-Quelle zu verwenden. Die Wahl des Katalysators stellt in dieser Anwendung allerdings immer noch eine Herausforderung dar. Er muss für niedrige Temperaturen geeignet sein, die die Reaktion begünstigen. Außerdem besteht das Risiko der Deaktivierung durch Versintern und Oxidation. Trotzdem muss

er reaktiv genug sein, dass kein Methanol entsteht. Bisher ist die direkte Methanisierung mithilfe des Sabatier-Prozesses allerdings reine Theorie und bedarf umfangreicher Forschung. [2]

2) *Biochemische Methanisierung*: Die biologische Methanisierung ist ein relativ neuer Biogasaufbereitungsprozess. Sie bietet zwei mögliche Konversionspfade. Beide Anwendungen involvieren jedoch Mikroorganismen, die CO₂ und H₂ zu CH₄ umwandeln. Die erste verläuft nach derselben Reaktionsgleichung wie der Sabatier-Prozess. Der Hauptunterschied ist, dass hydrogenotrophen methanogenen Archaeen, als Katalysator agieren. Der zweite Prozess ist eine indirekte Biogasaufwertung, die homoacetogene Bakterien nutzt. Sie wandeln CO₂ zunächst in Acetat um, das danach von acetoklastischem Methanogenen in CH₄ gewandelt wird. Untersuchung der Mikrobiota hat gezeigt, dass die hydrogenotrophen Archaeen allerdings überwiegen. [21] [2] [32]

Im Jahr 2017 existieren zur biologischen Methanisierung in Deutschland sechs Demonstrationsanlagen, von denen in fünf Ex-situ- und in einer In-situ-Methanisierung untersucht werden [23]. Im Ex-situ-Verfahren findet die Reaktion in einem separaten Reaktor statt, sodass H₂, CO₂, essenzielle Nährstoffe und die Methanogene hinzugefügt werden müssen. Der Vorgang lässt sich gut kontrollieren und sich unter anderem mithilfe des geeigneten Reaktortyps optimieren. Mit der Electrochaea in Dänemark, die Ex-situ-Methanisierung nutzt, speist seit Herbst 2019 eine der größten PtG-Anlagen Biomethan in das Gasnetz ein [18]. [21] [2] [32]

Im In-situ-Verfahren findet die Reaktion dagegen im gleichen Biomassefermenter, in dem das Biogas entsteht, statt. Die anaerobe Gärung und ihre Zwischenschritte produzieren Zwischenprodukte, wie flüchtige Fettsäuren, H₂ und CO₂, die für die biochemische Methanisierung benötigt werden. Zum Teil wird zusätzliches H₂, z.B. aus einer Hydrolyseanlage, in den Reaktor geleitet, um zusätzliche Methanbildung auszulösen. Die H₂ Konzentration im Reaktor muss dabei bewacht werden, um die Ausgewogenheit der Reaktionen sicherzustellen und die Versauerung durch die Oxidation von kurzkettigen Fettsäuren, wie Butyrat, zu verhindern. Da eine Vielzahl von Prozessen gleichzeitig stattfindet, die sich gegenseitig beeinflussen, stellt die Optimierung des Systems technisch immer noch eine Herausforderung dar. Bisher bestehen nur einige kleine Demonstrationsanlagen. Es ist ratsam dahingehend weiter zu forschen, da die vielversprechende Technologie nur wenig Energie verbraucht und gegenüber Gasunreinheiten, wie H₂S

und organische Säuren, tolerant ist. [32] [21] [2]

C. Rechtliche Rahmenbedingungen für die Flexibilisierung von Bestandsanlagen

Grundlage für die Förderung von Biogas- und Biomethananlagen bildet das EEG. Das EEG wurde erstmals im Jahr 2000 in Kraft gesetzt und enthielt bis einschließlich zur Fassung des EEG 2012 hohe Fördersätze für die Erzeugung von Strom aus Biogas. Dies führte zu einem starken Anstieg der installierten Leistung an Biogasanlagen innerhalb dieser Zeitspanne (s. Abb. 4). Seither gibt es nur noch einen im Vergleich geringeren Zubau an Biogasanlagen. [13]

Mit dem EEG 2014 kam es zu einer Einführung neuer Rahmenbedingungen für den Einsatz von Biogas- und Methan. So wurde die Höchstbemessungsleistung (s. Kap. II-C1), die verpflichtende Direktvermarktung (s. Kap. II-C2) und die Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen (s. Kap. II-C3) implementiert, was zu einem abbremsen des Biogas und -methan Ausbaus führte. Bei der Biogasaufbereitung zu Biomethan kommt erschwerend hinzu, dass die Auszahlung vermiedener Netzentgelte (s. Kap. II-C5) im Jahr 2010 auf 10 Jahre begrenzt wurde. [6]

1) *Höchstbemessungsleistung*: Mit dem EEG 2014 wurde die Höchstbemessungsleistung eingeführt, wodurch sich die Gegebenheiten auch für Bestandsanlagen verschlechterten. Nach §101 Abs. 1 ist die „Höchstbemessungsleistung [...] die höchste Bemessungsleistung der Anlage in einem Kalenderjahr seit dem Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme und vor dem 1. Januar 2014.“ Wobei nach §5 Nr. 4 die Bemessungsleistung diejenige Leistung ist, die eine Anlage innerhalb eines Jahres im Durchschnitt erbringt. [8] Die Höchstbemessungsleistung legt fest, bis zu welcher Einspeisung eine Anlage ihre Vergütung nach dem EEG erhält. Liegt die Einspeisung einer Anlage über der Höchstbemessungsleistung, so erhält der Betreiber für jede darüber hinausgehende erzeugte kWh nur den jeweiligen Monatsmarktwert (Definition nach §5 Nr. 25). [24]

Die Einführung der Höchstbemessungsleistung hat somit massiven Einfluss auf die Erweiterungsmöglichkeiten von Bestandsanlagen, da es sich wirtschaftlich nicht lohnt, die jährliche Stromerzeugung der Anlage zu erhöhen. Hierdurch wird erzielt, dass sich Erweiterungen auf die Flexibilisierung der Anlage konzentrieren. [13]

2) *Direktvermarktung*: Bereits mit dem EEG 2012 wurde eine verpflichtende Direktvermarktung für Biogas- und Biomethananlagen, die nach dem 1. Januar 2014 in Betrieb

genommen wurden und eine Leistung von mehr als 750 kW aufweisen, eingeführt. Mit dem EEG 2014 wurde diese auf alle Neuanlagen ab dem 1. Januar 2016 mit einer Leistung von 100 kW ausgeweitet.

Für kleine Anlagen und Bestandsanlagen ist eine Direktvermarktung freiwillig. Allerdings kann die Flexibilitätsprämie (s. Kap. II-C3) nur in Anspruch genommen werden, wenn der Strom direktvermarktet wird. Zusätzlichen Anreiz bietet das Marktprämienmodell, da es durch die Managementprämie für regelbare Anlagen zu einer Erhöhung der Einspeiserlöse um 0.2 ct/kWh kommt.

Bei diesem Modell setzt sich die Gesamtvergütung, als anzulegender Wert bezeichnet, aus dem technologiespezifischen Monatsmarktwert und der Marktprämie zusammen. Der anzulegende Wert ist dabei fixiert und entspricht der anlagenspezifischen EEG Vergütung plus der Managementprämie. Da der Monatsmarktwert schwankt, wird die Marktprämie monats-scharf angepasst, um den anzulegenden Wert konstant zu halten. [27]

3) *Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen*: Das Ziel der Flexibilitätsprämie ist es, den Anteil an regelbarer Erzeugungsleistung zu erhöhen und stellt den größten Anreiz für Anlagenbetreiber von Bestandsanlagen dar, zusätzliche flexible Anlagenleistung zu installieren. Dabei kann die Flexibilitätsprämie nur für Anlagen in Anspruch genommen werden, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen wurden.

Nach §50b EEG können „Betreiber von Anlagen [...] von dem Netzbetreiber eine Prämie für die Bereitstellung zusätzlich installierter Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung (Flexibilitätsprämie) verlangen.“ Dabei beläuft sich die Flexibilitätsprämie auf 130 € je kW zusätzlicher flexibler Anlagenleistung pro Jahr für eine gesamte Förderdauer von 10 Jahren. Voraussetzung hierfür ist die seit dem EEG 2014 verpflichtende Direktvermarktung des erzeugten Stromes. Zusätzlich muss „die Bemessungsleistung der Anlage [...] mindestens das 0.2-fache der installierten Leistung der Anlage“ betragen (s. Anlage 3 Nummer I EEG 2017). [9] [13]

Die individuelle Flexibilitätsprämie einer Anlage berechnet sich nach Anlage 3 Nummer II EEG 2017 wie folgt:

$$\begin{aligned} FP &= P_{\text{Zusatz}} \cdot 130 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \\ &= (P_{\text{Inst}} - f_{\text{Kor}} \cdot P_{\text{Bem}}) \cdot 130 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \end{aligned} \quad (2)$$

Wobei:

FP = Flexibilitätsprämie
 P_{Zusatz} = Zusätzliche flexible Anlagenleistung
 P_{Inst} = Gesamte installierte Anlagenleistung
 f_{Kor} = Korrekturfaktor
 P_{Bem} = Höchstbemessungsleistung der Anlage

Der einheitenlose Korrekturfaktor f_{Kor} liegt für Biomethan bei 1.6 und für Biogas bei 1.1. Der Anreiz für eine Flexibilisierung von Biogasanlagen ist somit größer, als bei Biomethananlagen, da eine höhere Vergütung erreicht wird. Zusätzlich wird P_{Zusatz} maximal auf das 0.5-fache von P_{Inst} gedeckelt, auch wenn die Berechnung einen größeren Wert ergibt. [9] [28]

Durch die Kombination aus der Begrenzung der maximal beanspruchbaren Vergütung nach dem EEG durch die Höchstbemessungsleistung, der verpflichtenden Direktvermarktung und der Berechnung der EEG Vergütung aus dem Monatsmarktwert der jeweiligen Technologie, wird erreicht, dass Anlagenbetreiber ihre Erzeugung nach dem Börsenstrompreis richten und somit bedarfsgerechter. Zusätzlich wird auf diese Weise eine Erhöhung des Monatsmarktwertes von Biogas und -methan erreicht, wodurch die Marktpremie und damit die zu zahlende EEG Vergütung sinkt.

4) *Flexibilitätszuschlag für Neuanlagen:* Der Flexibilitätszuschlag für Neuanlagen basiert auf dem gleichen Prinzip wie die Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen. Hiermit soll ein Anreiz geschaffen werden, dass Anlagenbetreiber von Neuanlagen mit einer Leistung von über 100 kW, statt einer volllaststunden-optimierten, eine bedarfsgerechte Produktion anstreben. Im Gegensatz zur Flexibilitätsprämie beläuft sich der Flexibilitätszuschlag auf 40 €/kW für die gesamte installierte Leistung über die gesamte Förderdauer des EEG. [9] [13]

5) *Vermiedene Netzentgelte:* Mit der Auszahlung vermiedener Netzentgelte nach der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV), soll der Kostenvermeidungseffekt der Biomethaneinspeisung auf die vorgelagerte Netzebene weitergegeben werden. Dabei belaufen sich die vermiedenen Netzentgelte auf 0.7 ct/kWh.

2010 wurde die Auszahlung der vermiedener Netzentgelte auf 10 Jahre begrenzt, obwohl der Kostenvermeidungseffekt weitaus länger anhält. Die vermiedenen Netzentgelte machen dabei einen wesentlichen Anteil an der Wirtschaftlichkeit von Biomethananlagen aus und bis Ende 2020 wird jede vierte Biomethananlage keine vermiedenen Netzentgelte mehr erhalten. [15]

6) *Zusammenfassung:* Das derzeitige Umfeld für die Biogasaufbereitung zu Biomethan bei Neu- und Bestandsanlagen kann insgesamt als eher unattraktiv eingestuft werden. Die

Anreize durch die Kombination aus Höchstbemessungsleistung, Direktvermarktung und Flexibilitätsprämie führen hin zu einer Flexibilisierung des Anlagenparks. Jedoch scheinen andere Flexibilisierungsoptionen derzeit günstiger.

Durch die Begrenzung der Förderdauer der vermiedenen Netzentgelte und den höheren Korrekturfaktor von Biomethan gegenüber Biogas, sinkt die Wirtschaftlichkeit von Biomethananlagen stark. Zusätzlich besteht für Strom aus Biomethan nur dann Anspruch auf eine Vergütung nach dem EEG, wenn dieser aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erzeugt wird und die erzeugte Wärme vollständig genutzt wird. Da hierfür große Wärmepufferspeicher nötig sind, steigen die Kapitalkosten deutlich. Schlussendlich fehlen außerdem klare politische Zielsetzungen im Bezug auf Biomethan.

Für Anlagen die sich außerhalb des EEG befinden, besteht kein zusätzlicher Anreiz durch Subventionen zur Flexibilisierung. Dies bedeutet, dass sich die Flexibilisierung von Bestandsanlagen, die aus dem EEG gefallen sind, nur über den Einspeisepreis des produzierten Methans refinanzieren muss. Deshalb ist es besonders interessant zu betrachten, zu welchen Kosten eine Bestandsanlage für die Methaneinspeisung umgerüstet werden kann (s. Kap.).

D. Stand der Marktintegration von Biogas und -methan

In diesem Abschnitt wird auf die heutige Rolle von Biogas und -methan in den Sektoren Stromerzeugung, Wärme und Kälte und Verkehr eingegangen. In Tabelle II findet sich eine Zusammenfassung der Marktanteile von Biogas und -methan nach Sektoren.

Tabelle II
ERZEUGUNG BZW. ENDENERGIEVERBRAUCH AUS BIOGAS UND -METHAN
NACH SEKTOREN [10]

Sektor	Biogas in TWh	Biomethan in TWh
Elektrische Energie ^a	29.2	2.7
Wärme und Kälte ^b	13.4	3.3
Verkehr ^b	–	6.6

^aErzeugung ^bEndenergieverbrauch

1) *Stromerzeugung:* Im Jahr 2019 wurden in Deutschland 244.3 TWh erneuerbarer Strom produziert, welches einem Anteil von 42.1 % am Bruttostromverbrauch von 579.8 TWh entspricht. Die Bruttostromerzeugung aus Bioenergie stellt mit 50.4 TWh einen wesentlichen Anteil an dem produzierten erneuerbaren Strom dar (s. Abb. 2). [10]

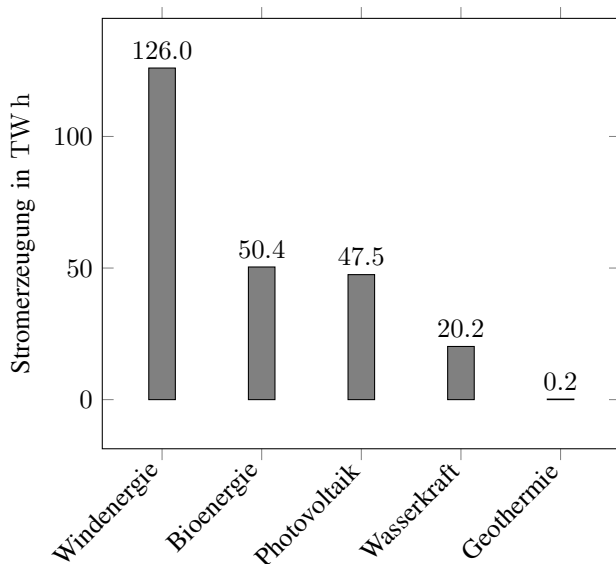


Abbildung 2. Verteilung der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Erzeugungsart im Jahr 2019 [10]; Eigene Darstellung

Biogasanlagen produzieren mit 29.2 TWh den Großteil der Bruttostromerzeugung aus Bioenergie, während Biomethan mit einer Erzeugung von 2.7 TWh eine untergeordnete Rolle spielt (s. Abb. 3). [10]

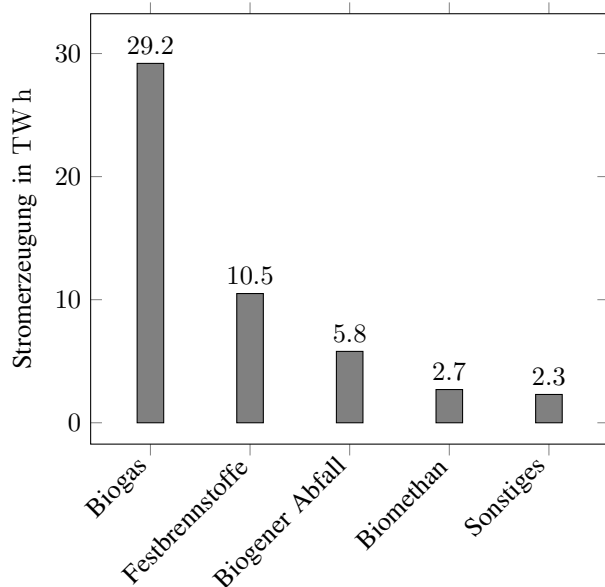


Abbildung 3. Verteilung der Bruttostromerzeugung aus Bioenergie nach Brennstoffart im Jahr 2019 [10]; Eigene Darstellung

Ende 2019 waren in Deutschland mehr als 9000 Biogas- und Biomethananlagen mit einer Kraftwerksleistung von 5.9 GW und 0.6 GW am Netz (s. Abb. 4). Seit dem EEG 2012 geht der Zubau von Biogasanlagen deutlich langsamer voran als in den vorangegangenen Jahren. Stattdessen erfolgt aufgrund der

Einführung der Flexibilitätsprämie in erster Linie eine Erweiterung bestehender Biogasanlagen, um Flexibilität bereitstellen zu können. [10] [13]

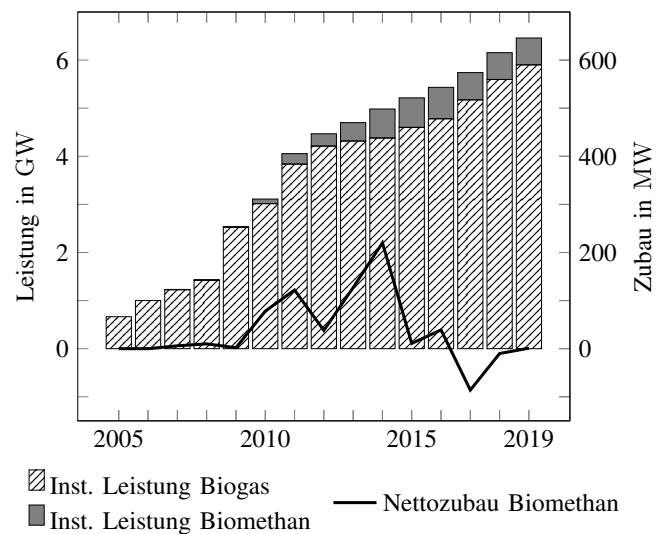


Abbildung 4. Installierte Leistung an Biogas- und Biomethankapazitäten und der Nettozubau von Biomethankapazität [10]; Eigene Darstellung

In den Jahren 2010 bis 2014 ist der Ausbau von Biomethananlagen am größten. Ab dem EEG 2014 (s. Kap. II-C) kommt es zu einem starken Einbruch in dem Zubau von Kraftwerksleistung und in den Jahren 2017 und 2018 ist dieser mit einem Rückbau von 86 MW bzw. 10 MW sogar negativ (s. Abb. 4). Hier zeigt sich, dass die Anreize seit Neuauflage des EEG 2014 nicht ausreichen, um einen Ausbau der Biomethankapazitäten zu erreichen. [10]

Insgesamt wird deutlich, dass ein Großteil der bestehenden Anlagenleistung an Biogasanlagen innerhalb des nächsten Jahrzehnts seine Förderung nach dem EEG verlieren wird. Es ist somit dringend geboten alternative Erlösströme zu finden, die über dem Niveau einer reinen Direktvermarktung an der Strombörse liegen. Da das niedrige Preisniveau der Strommarkterlöse ansonsten zu einem Rückgang der Stromerzeugung aus Biogas- und Biomethananlagen führen würde. Deshalb soll diese Arbeit aufzeigen, ob die Biogasaufbereitung zu Biomethan eine solche Möglichkeit darstellen kann.

2) *Wärme und Kälte:* Der Endenergieverbrauch in dem Sektor Wärme und Kälte entsprach im Jahr 2019 13.4 TWh an Biogas und 3.3 TWh an Biomethan. Dies entspricht einem Anteil von 1.1 % bzw. 0.3 % an dem Gesamtendenergieverbrauch in der Erzeugung von Wärme und Kälte von 1216.7 TWh. Ein Großteil der erneuerbaren Wärmeerzeugung

von insgesamt 152.0 TW h aus Bioenergie stammt hingegen aus Festbrennstoffen. [10]

Unter den richtigen Rahmenbedingungen kann davon ausgegangen werden, dass der Einsatz von Biomethan in Zukunft zunehmen wird. Vor allem kann Biomethan eine starke Rolle in der Erbringung von industrieller Prozesswärme bei hohen Temperaturen und bei der Spitzenlastdeckung übernehmen. Insgesamt wird ein Einsatz von 18 TW h bis 35 TW h an Biomethan an der Wärme- und Kälteproduktion im Jahr 2050 prognostiziert, wenn die rechtlichen Rahmen hierfür geschaffen werden. [14]

3) *Verkehr*: Mit einem Endenergieverbrauch von 0.7 TW h an Biomethan und einer gesamten Erzeugung aus erneuerbaren Energie von 36.9 TW h im Verkehrssektor im Jahr 2019 ist der Anteil am Gesamtmarkt von 656.8 TW h sehr gering. [10]

Zukünftig kann Biomethan in Form von Bio-Liquified Natural Gas (LNG) im Schwerlast-, Schiffs- und Flugverkehr eine bedeutendere Rolle übernehmen. Da in diesem Bereich voraussichtlich Verbrennungsmotoren für lange Zeit die dominierende Antriebstechnologie bleiben werden. [14]

III. BIOMETHANPOTENTIAL

Das Biomethanpotential in Deutschland ist nur zu geringen Teilen erschlossen. Derzeit werden jährlich etwa 96 TWh_{H₂} bis 106 TWh_{H₂} Biogas in Deutschland erzeugt, wovon rund 9 TWh_{H₂} zu Biomethan aufbereitet werden. Es liegen verschiedene Studien vor, die das zukünftige Biomethanpotential in Deutschland abschätzen. Dieses Kapitel soll einen Überblick über die wichtigsten Kennzahlen des Biomethanpotentials in Deutschland geben.

Bereits das Potential für die Erzeugung von Biogas aus kommunalen und industriellen Abfällen und Reststoffen, tierischen Exkrementen, Energiepflanzen und Stroh ist bis heute bei weitem nicht ausgeschöpft. So wurden beispielsweise 2016 nur 89 000 $\frac{t}{a}$ der 4 446 000 $\frac{t}{a}$ an Bioabfällen energetisch verwertet. Weiterhin kann die Erzeugung durch Repowering und Effizienzsteigerungen von Bestandsanlagen weiter erhöht werden. Im Schnitt weisen alle betrachteten Studien ein Potential von etwa 100 TWh_{H₂} Biomethan bis zum Jahr 2030 aus. In Tab. III findet sich ein Überblick über die Ergebnisse der betrachteten Studien.

Tabelle III
BIOMETHANPOTENTIAL IN DEUTSCHLAND [6][14][35]

Quelle	Biomethanpotential in TW h
BDEW	100 ^a bis 250 ^b
dena	90 bis 118
Wuppertal Institut	78 bis 105 ^a
^a 2030 ^b 2050	

IV. ÖKOLOGISCHE BILANZ

Der ökologische Fußabdruck von Biogas und -methan ist stark abhängig von den Prozessparametern und dem verwendeten Substrat. Bei einer Betrachtung der ökologischen Auswirkungen müssen neben den Treibhausgasemissionen weitere Aspekte betrachtet werden. Folgende Aspekte sollen in diesem Kapitel kurz diskutiert und dargestellt werden:

- Treibhausgasemissionen
 - CO₂-Emissionen
 - CH₄-Emissionen
- Luftschadstoffe
- Lagerung und Behandlung des Gärguts
- Endnutzung des Gärguts
- Feinstaub-Emissionen
- Aufbereitung zu Biomethan

A. Treibhausgasemissionen

Bei dem Gärprozess von Biogas kommt es zur Produktion verschiedener Treibhausgase. Die wichtigsten Treibhausgase sind hierbei Kohlenstoffdioxid (CO₂) und Methan (CH₄). Die Reduktion der Emissionen dieser Treibhausgase stellt eine der wichtigsten Aufgaben der Biogas- und Biomethanproduktion dar, damit fossile Energieträger effektiv ersetzt werden können. Die wesentlichsten Maßnahmen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen sind eine Gasfackel um CH₄-Emissionen zu vermeiden, ein dichter Tank, ein hoher Wirkungsgrad des Blockheizkraftwerks (BHKWs), eine konsequente Nutzung der Wärmeenergie und die Vermeidung von Leckagen. [Paolini2018]

1) *Kohlenstoffdioxid-Emissionen*: CO₂-Emissionen in der Biogas- bzw. Biomethankette entstehen in erster Linie während der Verbrennung des Gases im BHKW. Bei einer Biogaszusammensetzung von etwa 65 % CH₄ und 35 % CO₂ belaufen sich die CO₂-Emissionen der Verbrennung von Biogas auf etwa 301 g CO₂eq/kWh. Andere Emissionsquellen stellen vor allem

der Transport, die Lagerung (s. Kap. IV-C) und die Endnutzung des Gärsubstrats (s. Kap. IV-D). [Paolini2018] [Nielsen2014]

Demgegenüber steht, dass Biogas aus biogenen Stoffen gewonnen wird und somit das CO₂ zuvor gebunden wurde. Durch die Verdrängung von fossilen Brennstoffen, kann somit eine positive CO₂-Bilanz erreicht werden. Dies ist jedoch stark davon abhängig, aus welchem Substrat das Biogas gewonnen wurde. Auf diesen Zusammenhang wird im Kap. IV-E vertieft eingegangen.

2) *Methan-Emissionen*: Mit einem **Global Warming Potential (GWP)**, welches über einen Zeitraum von 100 Jahren dem 28 bis 36-fachen von CO₂ entspricht, stellt CH₄ den zweitgrößten Anteil am anthropogenen Treibhauseffekt dar. Zu CH₄-Emissionen kommt es durch unvollständige Verbrennung, Leckagen und diffuse Emissionen während der Lagerung und Behandlung (s. Kap. IV-C) und der Endnutzung des Gärsubstrats (s. Kap. IV-D). [Paolini2018]

B. Luftschadstoffe

Bei der Verbrennung von Biogas bzw. -methan, entstehen neben Treibhausgasen, auch Luftschadstoffe. Die wichtigsten Luftschadstoffe hierbei sind Kohlenstoffmonoxid (CO), Schwefeldioxid (SO₂), Stickstoffoxide (NO_x), flüchtige organische Verbindungen (*non-methane volatile organic compounds*, NMVOC) und Formaldehyd (CH₂O). In Tab. IV findet sich eine Übersicht über übliche Emissionsgrade der direkten Verbrennung von Biogas.

Tabelle IV
EMISSIONSFAKTOREN VON BIOGASANLAGEN MIT DIREKTER
BIOGASVERBRENNUNG [Paolini2018]

Schadstoff	Emissionen in mg/kWh
CO	922 bis 1116
SO ₂	90
NO _x	727 bis 1944
NMVOC	36 bis 76
CH ₂ O	31 bis 50

Auch bei den Luftschadstoffen gibt es eine starke Abhängigkeit der Emissionsgrade von dem gewählten Substrat. Eine möglichst geringe Belastung mit Luftschadstoffen ist kritisch für die Akzeptanz in der Bevölkerung. [Paolini2018]

C. Lagerung und Behandlung des Gärsubstrats

Die richtige Lagerung und Behandlung des Gärsubstrats stellt einen der wichtigsten Punkte zur Reduzierung der Treibhausgas-

und Ammoniak-Emissionen dar. Ein gasdichter Tank ist Voraussetzung für eine möglichst ökologische Bereitstellung von Biogas bzw. methan. [Paolini2018]

D. Endnutzung des Gärsubstrats

Der wichtigste ökologische Faktor der Endnutzung des Gärsubstrats ist der Nitratreintrag in die Umwelt. Es muss dringend darauf geachtet werden, dass ein angebrachtes Verteilungsmanagement des Gärsubstrats zur Anwendung kommt, damit die Boden- und Wasserqualität nicht unnötig stark belastet wird.

Zusätzlich kann es durch die Ausbringung von unbehandeltem Gärsubstrat zu starken Emissionen von Methan, Distickstoffmonoxid, Ammoniak, flüchtigen Kohlenwasserstoffen und anderen Chemikalien kommen. Durch geeignete Behandlungsmethoden kann dieses Potential an Treibhausgas- und anderen Emissionen deutlich gesenkt werden. [Paolini2018]

E. Aufbereitung zu Biomethan

Da Biogas das Vorprodukt von Biomethan darstellt, sind alle zuvor beschriebenen ökologischen Auswirkungen ebenfalls bei Biomethan anzurechnen. Hiervon ausgenommen sind die verbrennungsabhängigen Emissionen des Biogases, welche für Biomethan aufgrund der Zusammensetzung mit denen von Erdgas vergleichbar sind.

Die Umweltverträglichkeit von Biomethan hängt maßgeblich von der CH₄-Leckagerate in der Prozesskette ab. So bietet Biomethan bei einer Leckagerate von 4 % bei der Betrachtung der Treibhausgasemissionen keine Vorteile mehr gegenüber der fossilen Erzeugung. 2011 wurde die Leckagerate einer Anlage zur Biomethanherstellung und -verbrennung der E.ON Ruhrgas AG mit einem Wert von 0.1 % bestimmt. Die Gesamtbilanz beläuft sich trotz der Nutzung von Energiepflanzen auf 44.6 g CO₂eq/kWh welches einer Emissionsreduktion von 82 % gegenüber einer Erzeugung mit Erdgas entspricht. [Adelt2011] [Ravina2015]

Die Treibhausgasemissionen der Prozesskette hängen dabei stark von dem Ausgangssubstrat ab. So kann die Herstellung von Biomethan vor allem bei der Verwendung von Reststoffen eine negative und bei Energiepflanzen eher eine positive Treibhausgasbilanz aufweisen. So können die Treibhausgasemissionen je nach Ausgangssubstrat zwischen etwa $-800 \frac{\text{g CO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}$ bis $210 \frac{\text{g CO}_2\text{eq}}{\text{MJ}}$ schwanken. Die beste Treibhausgasbilanz weist hierbei Rindergülle auf, während Molke die schlechteste Bilanz aufweist. [Tonini2016]

F. Fazit

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die ökologischen Auswirkungen der Biomethanbereitstellung von Anlage zu Anlage stark unterschiedlich sind. Unter den richtigen Rahmenbedingungen bietet Biomethan jedoch eine durchaus nachhaltige Alternative zu Erdgas. Um eine Minimierung an Treibhausgasen, Luftschadstoffen und des Nitratreintrags in die Umwelt zu erreichen, sollten den folgenden Eckpunkte besondere Beachtung geschenkt werden:

- Eine effiziente und möglichst vollständige Verbrennung
- Eine möglichst vollständige Nutzung der Wärme
- Die Vermeidung von Leckagen
- Eine geeignete Behandlung des Gärrests
- Der Wahl des Ausgangssubstrats

V. TECHNO-ÖKONOMISCHE ANALYSE

Im nachfolgenden Abschnitt werden Verfahren zur Biogasaufbereitung und Methanisierung näher auf ihre Effizienz und Kosten untersucht. Am Ende soll ermittelt werden, wie hoch der Preis für einen Normkubikmeter zu Methan aufbereitetes Biogas ist, und eine Abschätzung zur Umsetzbarkeit gegeben werden. Danach soll außerdem bewertet werden, ob die Biomethanherstellung ein valider Flexibilisierungspfad für Bestandsanlagen darstellt.

A. Analyse der konventionellen Aufbereitungsverfahren

Zunächst werden die konventionellen Aufbereitungsverfahren untersucht. Da die Biogasaufbereitung in Biogasbestandsanlagen betrachtet wird, werden Gasreinigungsverfahren wie Entschwefelung vorausgesetzt und nicht weiter gewichtet.

Die Druckwasserwäsche ist derzeit das am meisten genutzte Biogasaufbereitungsverfahren. Da das Waschmittel Wasser ist werden keine teuren oder umweltschädlichen Chemikalien benötigt. Das Produktgas erreicht eine CH₄ Reinheit von 95 % bis 99 %. Die Hauptvorteile dieser Technologie ist, dass sie ausgereift ist, das Anlagendesign recht einfach ist und sie sehr günstig ist. Der CH₄-Schlupf ist mit ungefähr 2 % auch akzeptabel. In Ausnahmefällen ist ein Schlupf von 8 % bis 10 % aufgetreten, was auf ein schlecht optimiertes System zurückzuführen war. Ein Nachteil ist, dass die Energieeffizienz, verglichen mit anderen Prozessen, mit $0.3 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3_{\text{i.N.}}}$ Biogas recht gering ist. Je nach Quelle ist die **DWW** aber auch schon ab $0.2 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3_{\text{i.N.}}}$ möglich [29] [4]. Die Investitionskosten betragen, je nach Größe der Anlage, $2500 \frac{\text{€}}{\text{m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}}$ bis $5500 \frac{\text{€}}{\text{m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}}$ für

$100 \frac{\text{m}^3_{\text{i.N.}}}{\text{h}}$ bis $500 \frac{\text{m}^3_{\text{i.N.}}}{\text{h}}$ und $1800 \frac{\text{€}}{\text{m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}}$ bis $2000 \frac{\text{€}}{\text{m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}}$ für Anlagen größer als $1000 \text{m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}$. Der Energieaufwand liegt bei $0.2 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3_{\text{i.N.}}}$ bis $0.3 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3_{\text{i.N.}}}$, wovon die Gasverdichtung den größten Anteil ausmacht. Letztendlich liegen die Kosten für das produzierte Biomethan zwischen $0.13 \frac{\text{€}}{\text{m}^3_{\text{i.N.}}}$ bis $0.16 \frac{\text{€}}{\text{m}^3_{\text{i.N.}}}$ [4]. Wegen der niedrigen Kosten für die Gasaufbereitung ist die **DWW** eine vielversprechende Technologie für die Methaneinspeisung von Biogasanlagen. Zudem ist sie durch die geringen Investitionskosten auch für kleinere Biogasanlagen geeignet. [21] [31]

Im Vergleich zur **DWW** wird hier deutlich weniger Waschmittel benötigt, da die Löslichkeit von CO₂ in den verwendeten organischen Lösungsmitteln höher ist. Deshalb ist es möglich kleinere Anlagen zu bauen. Allerdings ist der Regenerationsaufwand der organischen Mittel höher, da sie sowohl entspannt als auch erhitzt werden müssen. Der Strombedarf liegt deswegen bei $0.24 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3_{\text{i.N.}}}$ bis $0.33 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3_{\text{i.N.}}}$ Biogas. Je nach Quelle wird außerdem entweder eine Wärmezufuhr von $0.1 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3_{\text{i.N.}}}$ bis $0.15 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3_{\text{i.N.}}}$ Biogas oder die Schwachgasbehandlung als einzige Wärmequelle genannt [4]. Durch organische Wäsche wird ein hoher Methangehalt von 96 % bis 98 % erreicht. Dabei liegen die Methanverluste in der Regel unter 2 %. Auch hier sind die Investitionskosten stark abhängig von der Anlagengröße. Bei einem Rohgasstrom von weniger als $500 \text{m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}$ Biogas sind die Kosten mit $3000 \frac{\text{€}}{\text{m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}}$ bis $4500 \frac{\text{€}}{\text{m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}}$ sehr hoch. Bei einer Anlage größer $1000 \text{m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}$ liegen die Kosten nur noch bei etwa $2000 \frac{\text{€}}{\text{m}^3_{\text{i.N.}}/\text{h}}$. Die Kosten für die Gasaufbereitung liegen umgerechnet bei $0.09 \frac{\text{€}}{\text{m}^3_{\text{i.N.}}}$ bis $0.26 \frac{\text{€}}{\text{m}^3_{\text{i.N.}}}$ [1]. Da auch hier die Anlagengröße eine entscheidende Rolle spielt, ist für die Flexibilisierung von Biogasanlagen mit Kosten von über $0.20 \frac{\text{€}}{\text{m}^3_{\text{i.N.}}}$ zu rechnen. Das organische Lösemittel Polyethylenglykol wird als wassergefährdend eingestuft. Nach umweltfreundlichen Alternativen wird daher bereits gesucht. Derzeit werden dahingehend stark eutektischen Lösungsmitteln (DES) untersucht, die ähnliche Eigenschaften und Ergebnisse liefern sollen wie Selexol[®]. Bis sie in der Praxis eingesetzt werden können bedarf es allerdings noch längerer Forschung. [1] Struk20

Mithilfe chemischer Wäsche wird eine sehr hohe Methanreinheit von über 98 % erreicht[21] während nur 0.06 % des Methans verloren werden. Ein großer Nachteil ist allerdings der Gesamtenergieaufwand, der bei etwa

62 $\frac{\text{kWh}}{\text{m}_{\text{i.N.}}^3}$ bis 69 $\frac{\text{kWh}}{\text{m}_{\text{i.N.}}^3}$ liegt und die Betriebskosten stark prägt. Davon werden 0.55 $\frac{\text{kWh}}{\text{m}_{\text{i.N.}}^3}$ in Form von Wärme zur Regeneration des Waschmittels benötigt. Kleinen Aminwäsche-Anlagen mit einer Rohgaskapazität von 500 $\text{m}_{\text{i.N.}}^3/\text{h}$ kosten etwa 3000 $\frac{\text{€}}{\text{m}_{\text{i.N.}}^3/\text{h}}$ Biogas. Für große Anlagen mit einer Kapazität von 1800 $\frac{\text{m}_{\text{i.N.}}^3}{\text{h}}$ liegen die Investitionskosten nur noch bei 1500 $\frac{\text{€}}{\text{m}_{\text{i.N.}}^3/\text{h}}$. Der Preis des resultierenden Biomethans ist recht hoch und wird, je nach Quelle, zwischen 17 $\frac{\text{€}}{\text{m}_{\text{i.N.}}^3}$ bis 35 $\frac{\text{€}}{\text{m}_{\text{i.N.}}^3}$ angegeben [29] [4]. Zu beachten ist auch, dass das Abgas mit 99.99 % eine sehr hohe CO_2 Reinheit besitzt, sodass es geeignet dafür ist als Rohstoff verkauft zu werden [DSW13]. [5]

Die **DWW** ist das am besten geeignete Waschverfahren, gerade für kleine Biogas Anlagengrößen.

Membrantrennverfahren sind modular aufgebaut und deswegen skalierbar und einfach an individuelle Anforderungen an die Anlage anzupassen. Beispielsweise ist es möglich verschiedene Membranen zu kombinieren, sodass auch andere Gasanteile außer CO_2 entfernt werden können. Um eine Methanreinheit von 95 % zu erreichen wird allerdings ein mindestens zweistufiger Prozess benötigt. Die aufzuwendende Energie ist mit 0.20 $\frac{\text{kWh}}{\text{m}_{\text{i.N.}}^3}$ Rohbiogas dennoch recht niedrig. Allerdings liegt der CH_4 -Gehalt im Abgas hier immer noch bei etwa 7.2 %, sodass zusätzliche Verfahrensschritte zu empfehlen sind, um die Verluste zu verringern. Nach vier Stufen etwa liegt der Anteil im Abgas nur noch bei 0.8 % und es wird ein sehr hoher Methananteil von 99.5 % erreicht. Die Kosten für die Aufbereitung liegen dann bei ca. 0.15 $\frac{\text{€}}{\text{m}_{\text{i.N.}}^3}$ Biomethan [26]. Weitere Quellen nennen allerdings Preise von bis zu 0.27 $\frac{\text{€}}{\text{m}_{\text{i.N.}}^3}$ [4]. Die Membranverfahren sind kommerziell verfügbar, allerdings sind die Investitionskosten insbesondere stark abhängig von der geplanten Größe der Anlage. Kleine Anlagen, unter 200 $\text{m}_{\text{i.N.}}^3/\text{h}$, kosten 2500 $\frac{\text{€}}{\text{m}_{\text{i.N.}}^3/\text{h}}$ bis 6000 $\frac{\text{€}}{\text{m}_{\text{i.N.}}^3/\text{h}}$ [5]. Dagegen müssen ab einer Größe von 1000 $\text{m}_{\text{i.N.}}^3/\text{h}$ nur noch ca. 2000 $\frac{\text{€}}{\text{m}_{\text{i.N.}}^3/\text{h}}$ investiert werden [5]. Zu beachten ist außerdem, dass die Membranen nach 5 bis 10 Jahren ausgetauscht werden müssen. [26] [21]

Als nächstes wird die **PSA** untersucht. Das Produktgas hat einen CH_4 -Anteil von 96 % bis 99 % [DSW13] [21]. Der Methanverlust im Abgas beträgt zwischen einem und drei Prozent [21] [16]. Energie wird in erster Linie zum Aufbauen des Betriebsdrucks benötigt. Der nötige Energieaufwand

liegt bei etwa 0.15 $\text{kWh m}_{\text{i.N.}}^3$ bis 0.35 $\text{kWh m}_{\text{i.N.}}^3$. [29]. Das Verfahren ist also durchaus konkurrenzfähig mit der **DWW**. Dagegen sind die Kapitalkosten für kleine Anlagen aber recht hoch, da das Anlagensystem recht komplex ist. Sie betragen etwa 2800 $\frac{\text{€}}{\text{m}_{\text{i.N.}}^3/\text{h}}$ Biomethan bei einem Biogasstrom von 600 $\text{m}_{\text{i.N.}}^3/\text{h}$ und 2000 $\frac{\text{€}}{\text{m}_{\text{i.N.}}^3/\text{h}}$ bei 1000 $\text{m}_{\text{i.N.}}^3/\text{h}$ [5]. Die Kosten für die Aufbereitung liegen zudem mit 0.25 $\frac{\text{€}}{\text{m}_{\text{i.N.}}^3}$ bis 0.31 $\frac{\text{€}}{\text{m}_{\text{i.N.}}^3}$ recht hoch. Für den Prozess spricht, dass keine Chemikalien benötigt werden. [2]

Die kryogenen Trennprozesse sind noch recht neu. Es stellt sich heraus, dass mithilfe dieser Technologie sehr hohe Methanreinheiten von 97 % bis 99 % erzielt werden können. Der Methanschlupf liegt zudem unter 2 %. Konsistente Angaben zum benötigten Energieaufwand konnten leider nicht gefunden werden. Die Werte unterscheiden sich zum Teil beträchtlich und liegen zwischen 0.18 $\text{kWh m}_{\text{i.N.}}^3$ bis 1 $\text{kWh m}_{\text{i.N.}}^3$. [4] [21]. Trotzdem ist der Konsens vieler Quellen, dass sie aufgrund der starken Kühlung des Gases höher als bei den übrigen konventionellen Technologien liegen. Die Kosten für die Gasaufbereitung sind deswegen recht hoch mit 0.44 $\frac{\text{€}}{\text{m}_{\text{i.N.}}^3}$ bis 0.55 $\frac{\text{€}}{\text{m}_{\text{i.N.}}^3}$ Emp18. Hier ist anzumerken, dass sich der Preis auf den Prozess mit dem geringeren Energieaufwand bezieht. Unter Umständen liegt der reale Preis je nach Anlagenoptimierung etwas höher. Vorteile des Prozesses sind, dass keine Chemikalien verwendet werden und reines CO_2 als Nebenprodukt entsteht. Trotzdem wird die Technologie nur von wenigen Anlagen genutzt, da ihr System eine Vielzahl von Betriebsmitteln benötigt und energieintensiv ist. Hier war es leider nicht möglich Werte für die Investitionskosten zu finden. Es ist aber zu erwarten, dass sie recht hoch sind, da das System mehrere Kompressoren und Wärmeübertrager nutzt. [21] [2]

Mit der Kombination verschiedener Verfahren können deren Vor- und Nachteile zum Teil ausgeglichen werden. Beispielsweise wird bereits in industriellem Maßstab ein Hybridverfahren aus Membranverfahren und Tieftemperaturkühlung angewandt. An erster Stelle steht eine Membrantrennung. Das übrige im Abgas enthaltene CO_2 wird anschließend durch kryogene Trennung abgeschieden. So soll eine hohe Methanreinheit erreicht werden ohne den für die Tieftemperaturkühlung üblichen hohen Energieaufwand. [16]

Es stellt sich heraus, dass die **DWW**, zumindest für einzelne

Biogasanlagen, das geeignetste Aufbereitungsverfahren ist. Sie liefert eine hohe Produktgasqualität und ist sowohl im Betrieb als auch in der Anschaffung preiswert. Zudem ist sie ökologisch unbedenklich. In **V** sind die Kennzahlen der Technologien zusammenfassend dargestellt. Die Biogasaufbereitung kostet demnach $0.13 \frac{\text{€}}{\text{m}^3_{\text{i.N.}}}$ bis $0.16 \frac{\text{€}}{\text{m}^3_{\text{i.N.}}}$ Methan, also $1.2 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ bis $1.5 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ ausgehend von einem Brennwert von $11.03 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3_{\text{i.N.}}}$ [25]. Das Ergebnis deckt sich mit den Angaben mehrerer Firmen, deren Kosten je nach Verfahren und Anlagengröße bei $0.7 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ bis $2.5 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ liegen [1]. Die Biogasbereitstellungskosten sind abhängig von der Art des Rohstoffs sowie der Anlagengröße. Dabei liegen sie bei $5.0 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ bis $6.5 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ [1]. Insgesamt ergeben sich für Biomethan also Kosten von $6.2 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ bis $8.0 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$. Biomethan aus Abfallverwertung ist dabei mit durchschnittlich $5.88 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ am günstigsten während Biomethan aus Gülle mit $7.78 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ am teuersten ist. Der Preis für Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen liegt mit durchschnittlich $7.06 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ dazwischen[33].

Tabelle V
ÜBERSICHT ÜBER DIE KONVENTIONELLEN BIOGASAUFBEREITUNGSVERFAHREN

[illegible]

B. Verarbeitung des Kohlenstoffdioxidanteils

Im vorherigen Abschnitt ist das CO₂ nicht weiter betrachtet worden. Anstatt es als Abgas in die Atmosphäre zu leiten kann es aber auch weiterverwendet werden. Werden die nötigen Anforderungen an die Reinheit erfüllt, besteht die Möglichkeit es zu vermarkten. Zwar diese Option derzeit noch nicht relevant, kann sich aber mit steigenden PtX Kapazitäten als gutes Mittel zur Steigerung der eigenen Wirtschaftlichkeit erweisen. [12] Um die Produktion einer Anlage zu erhöhen kann das abgeschiedene CO₂ außerdem genutzt werden, um Methan herzustellen II-B. Die dafür geeigneten Technologien sind der Sabatier-Prozess und die biologische Methanisierung. Wobei dafür zusätzlich H₂ als Rohstoff benötigt wird. Allerdings ist das Kapital, was für die Anschaffung eines Elektrolyseurs benötigt wird, nicht unerheblich. Die Investitionskosten für Elektrolyseure liegen derzeit bei 500 $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$ bis 1500 $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$ für alkalische und 800 $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$ bis 1800 $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$ für PEM-Elektrolyseure [34]. Auch hier sind die Kosten stark abhängig von der Größe der Anlage. Hinzu kommen die Betriebskosten, da für die Elektrolyse Strom benötigt wird, und der Wirkungsgrad des Vorgangs, der bei ungefähr 80 % liegt [34]. Hinzu kommen die Kosten für die Methanisierungsanlage. Für katalytische Methanisierung ist 2020 mit 400 $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$ bis 1250 $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$ zu rechnen. Für biologische Methanisierung sind Investitionskosten von 300 $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$ bis 1250 $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$ nötig [34]. Am Beispiel der biologischen Methanisierung ergibt sich ein Preis für die Kilowattstunde Methan von 17 ct bis 29 ct inklusive der Elektrolysekosten. Umgerechnet sind das etwa 1.90 $\frac{\text{€}}{\text{m}_{\text{i.N.}}^3}$ bis 3.20 $\frac{\text{€}}{\text{m}_{\text{i.N.}}^3}$ [23]. Das ist das zehnfache, was das Biomethan aus der Aufbereitung kosten würde. Ein möglicher Ansatz die Kosten zu Reduzieren ist es überschüssigen Strom aus fEEs für die Elektrolyse zu verwenden und damit zum einen Regelleistung zu erbringen und zum anderen überschüssige Energie in Form von Methan zu speichern, wie es die Electrochaea in Dänemark bereits tut [20]. Zum derzeitigen Stand und für einzelne Biogasanlagen stellt die Methanisierung des abgeschiedenen CO₂ keine Option dar.

C. Fazit

Biomethan hat große energiesystemtechnische Vorteile, da es flexibel einsetzbar ist und eine regenerative Alternative zu fossilen Kraftstoffen darstellt. Die Kosten für das Gas liegen bei etwa 6.2 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ bis 8.0 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$, von denen 1.2 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ bis 1.5 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ für die Biogasaufbereitung anfallen. Bevor Biomethan hergestellt werden kann sind allerdings hohe Investitionskosten

für die Aufbereitungssysteme notwendig, die insbesondere hoch sind für kleine Anlagengrößen. Deswegen ist es wichtig einen wirtschaftlichen Betrieb zu garantieren. Für eine Vielzahl von bestehenden Biomethananlagen sind die vermiedenen Netzkosten derzeit allerdings die Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb. Diese sind allerdings auf zehn Jahre begrenzt, sodass bessere Erlösmöglichkeiten notwendig werden. Allerdings wird Biomethan nach Einschätzung der dena, ohne Anpassung von rechtlichen Rahmenbedingungen, durch den hohen Konkurrenzdruck durch fossiles Erdgas wirtschaftlich eher weiter an Attraktivität verlieren. [15]

Gerade für Biogasanlagen kleiner Leistungsgrößen ist die Umstellung zu Biomethan außerdem mit hohen Nach derzeitigem Stand stehen also hohe Investitionskosten verbunden mit unsicheren Ertragsmöglichkeiten der Umstellung von Biogas zu Methaneinspeisesanlagen entgegen. Prinzipiell ist zu sagen, dass größere Biogasanlagen mit hohen Produktgasströmen eher für Gasaufbereitung geeignet sind als kleine Anlagen. Rein technisch besteht eine Vielzahl von ausgereiften und vielfach getesteten Verfahren. Insbesondere die DWW stellt dabei eine preiswerte, einfache Aufbereitungstechnologie dar. Die zusätzlicher Methanisierung des abgetrennten CO₂ ist bisher nicht zu empfehlen, da hier für geringe Kapazitäten recht hohe, zusätzliche Investitionen getätigt werden müssen. Mit dem Wegfall der EEG Förderung und des Marktanreizprogramms sind die meisten Biogasanlagen nicht mehr wirtschaftlich und werden voraussichtlich zurückgebaut [12]. Um die Flexibilisierung als Biomethananlage attraktiver zu gestalten und den CO₂-Ausstoß mithilfe erneuerbarer Energieträger zu reduzieren sind deshalb dringend weitere Förderungen und die Anpassung rechtlicher Rahmenbedingungen nötig. Möglichkeiten die Wirtschaftlichkeit zu verbessern wären zum einen die Förderung von Biomethan, gerade im Vergleich zu fossilem Erdgas, und gesetzlich Anreize zu schaffen für den Zusammenschluss mehrerer kleiner Biogasanlagen zum Bau einer zentralen Aufbereitungsanlage [12].

LITERATUR

- [1] Philipp Adler u. a. *Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung*. Hrsg. von FNR. 2014. URL: https://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/l/e/leitfaden_biogaseinspeisung-druck-web.pdf (besucht am 25.06.2020).

- [2] Amir Izzuddin Adnan u. a. „Technologies for Biogas Upgrading to Biomethane: A Review“. In: *MDPI bioengineering* (2. Okt. 2019). URL: <https://www.mdpi.com/2306-5354/6/4/92/htm> (besucht am 20.06.2020).
- [3] AUDI AG. *Audi e-gas*. 2013. URL: <https://www.audi-technology-portal.de/de/mobilitaet-der-zukunft/audi-future-lab-mobility/audi-future-energies/audi-e-gas> (besucht am 26.06.2020).
- [4] Jonathan Empompo Bambokela, Edison Muzenda und Mohamed Belaid. „Prospective Synergy of Biogas Upgrading Technologies with Carbon Capture and Sequestration (CCS) Techniques“. In: *International Conference on Industrial Engineering and Operations Management* (2018).
- [5] Fredric Bauer u. a. *Biogas upgrading - Review of commercial technologies*. Hrsg. von SGC Rapport. Lund University. 2013. URL: <https://portal.research.lu.se/ws/files/5465492/4580054.pdf> (besucht am 24.06.2020).
- [6] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. *Gas kann grün: Die Potentiale von Biogas/Biomethan. Status Quo, Fakten und Entwicklung*. 26. Apr. 2019. URL: https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20190426_Gas_kann_gruen_Potentiale-Biogas.pdf (besucht am 07.06.2020).
- [7] Fachverband BIOgas. *Branchenzahlen 2018 und Prognose der Branchenentwicklung 2019*. Hrsg. von Fachverband BIOgas. 2019. URL: https://www.biogas.org/edcom/webfbv.nsf/id/de_branchenzahlen (besucht am 27.06.2020).
- [8] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz. *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014)*. 1. Aug. 2014. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesetz-fuer-den-ausbau-erneuerbarer-energien.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (besucht am 01.06.2020).
- [9] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz. *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017)*. 21. Juli 2014. URL: http://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2017.pdf (besucht am 29.05.2020).
- [10] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*. AGEE-Stat. 24. Mai 2020. URL: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html (besucht am 24.05.2020).
- [11] Jacqueline Daniel-Gromke u. a. *Anlagenbestand Biogas und Biomethan - Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland*. 15. Dez. 2017. URL: https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_30.pdf (besucht am 25.06.2020).
- [12] Jacqueline Daniel-Gromke u. a. *Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht*. Hrsg. von Umwelt Bundesamt. 2019. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-01-30_texte_24-2020_biogas2030.pdf (besucht am 28.06.2020).
- [13] Jaqueline Daniel-Gromke u. a. *Leitfaden Flexibilisierung der Strombereitstellung von Biogasanlagen (LF Flex). Abschlussbericht*. Hrsg. von DBFZ. 8. Nov. 2019. URL: https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Studien/20191108_LeitfadenFlex_Abschlussbericht.pdf (besucht am 29.05.2020).
- [14] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). *Rolle und Beitrag von Biomethan im Klimaschutz heute und in 2050*. dena-ANALYSE. Okt. 2017. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9218_Analyse_Rolle_Beitrug_Biomethan_Klimaschutz_2050.pdf (besucht am 30.05.2020).
- [15] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). *Vermiedene Netzkosten. Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Einspeisung von erneuerbaren Gasen*. dena-KURZANALYSE. Juli 2018. URL: https://www.biogaspartner.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9265_dena_Kurzanalyse_Vermiedene_Netzkosten.pdf (besucht am 07.06.2020).
- [16] Deutsche Energie-Agentur GmbH dena. *biogaspartner - gemeinsam einspeisen*. 2019. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/biogaspartner_-_gemeinsam_einspeisen.pdf (besucht am 28.06.2020).
- [17] Elisa Dunkelberg u. a. „Biomethan im Energiesystem. Ökologische und ökonomische Bewertung von Aufbereitungsverfahren und Nutzungsoptionen“. In: *Institut für ökologische Wirtschaftsforschung* (2015).
- [18] Electrochaea GmbH. *Power-to-Gas-Technologie:: Weltweit größte biologische Power-to-Gas-Anlage speist Biomethan in dänisches Erdgasnetz ein*. 10. Okt. 2019.

- URL: http://www.electrochaea.com/wp-content/uploads/2019/10/20191010_PM_Power-to-Gas_ELECTROCHAEA_speist_Biomethan_in_DK-Netz.pdf (besucht am 25.06.2020).
- [19] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. *Energiesystem Deutschland 2050. Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien*. Nov. 2013. URL: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE_Energiesystem-Deutschland-2050.pdf (besucht am 29.05.2020).
- [20] Electrochaea GmbH. *Electrochaea Website*. 2020. URL: <http://www.electrochaea.com/> (besucht am 28.06.2020).
- [21] Rimika Kapoor u. a. *Evaluation of biogas upgrading technologies and future perspectives: a review*. 15. März 2019. URL: <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/s11356-019-04767-1.pdf> (besucht am 23.06.2020).
- [22] Kompost & Biogas Verband. *Gasaufbereitung*. URL: <https://www.kompost-biogas.info/biogas/biomethan/gasaufbereitung/> (besucht am 22.06.2020).
- [23] Jörg Kretschmar. *Technologiebericht 4.2b Power-to-gas (Methanisierung biologisch) innerhalb des Forschungsprojekts TF Energiewende*. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum GmbH. 2017. URL: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7060/file/7060_Power-to-gas.pdf (besucht am 26.06.2020).
- [24] Helmuth Loibl. *Anlagenbegriff und Höchstbemessungsleistung bei Biogasanlagen nach dem EEG 2014*. März 2014. URL: https://www.paluka.de/fileadmin/paluka/pdf/Presseberichte/ree_03_2014.pdf (besucht am 05.06.2020).
- [25] Boris Meier. *Heiz- und Brennwerte*. Hochschule für Technik Rapperswil. 2014. URL: https://www.iet.hsr.ch/fileadmin/user_upload/iet.hsr.ch/Power-to-Gas/Kurzberichte/10_Heiz-_und_Brennwerte.pdf (besucht am 29.06.2020).
- [26] Martin Miltner, Aleksander Makaruk und Michael Harsek. „Selected Methods of Advanced Biogas Upgrading“. In: *AIDIC* (2016). URL: https://www.researchgate.net/publication/310423146_Selected_Methods_of_Advanced_Biogas_Upgrading (besucht am 28.06.2020).
- [27] Next Kraftwerke GmbH. *Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien*. URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/direktvermarktung> (besucht am 07.06.2020).
- [28] Next Kraftwerke GmbH. *Was ist die Flexibilitätsprämie?* URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/flexibilitatspraemie> (besucht am 07.06.2020).
- [29] Collet Pierre u. a. „Techno-economic and Life Cycle Assessment of methane production via biogas upgrading and power to gas technology“. In: *archives-ouvertes.fr* (9. Mai 2017).
- [30] Saija Rasi. *Biogas Composition and Upgrading to Biomethane*. University of Jyväskylä. 2009. URL: <https://jyx.jyu.fi/bitstream/handle/123456789/20353/9789513936181.pdf?sequence=1&isAllowed=y> (besucht am 23.06.2020).
- [31] Martin Struk, Ivan Kushkevych und Monika Vitezova. *Biogas upgrading methods: recent advancements and emerging technologies*. 2020. URL: https://www.researchgate.net/publication/342118265_Biogas_upgrading_methods_recent_advancements_and_emerging_technologies (besucht am 28.06.2020).
- [32] M. A. Voelklein, Davis Rusmanis und J. D. Murphy. „Biological methanation: Strategies for in-situ and ex-situ upgrading in anaerobic digestion“. In: *Applied Energy* (2019).
- [33] Klaus Völler und Toni Reinholz. *Branchenbarometer Biomethan 2019*. Hrsg. von dena Deutsche Energie-Agentur. 2019. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena-Analyse_B Branchenbarometer_Biomethan_2019.pdf (besucht am 26.06.2020).
- [34] Susan Wilms u. a. *Heutige Einsatzgebiete für Power Fuels*. Hrsg. von dena Deutsche Energie-Agentur. 2018. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/181123_dena_PtX-Factsheets.pdf.
- [35] Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie. *Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse. Untersuchung im Auftrag von BGW und DVGW*. Band 1: Gesamtergebnisse und Schlussfolgerungen (Wuppertal Institut). Jan. 2006. URL: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/2274/file/2274_Nutzung_Biomasse.pdf (besucht am 21.06.2020).