

Exposé zukunftsweisender Einkommensoptionen für Biogasanlagenbetreiber

Kombination des Biogas-/ Biomethanprozesses mit dem Power-to-Gas-Verfahren



© ENERTRAG AG

Pol Straus, Benedikt Hülsemann, Universität Hohenheim

Mark Paterson, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)

Erstellt: April 2021

Diese Veröffentlichung entstand im Rahmen des Projektes „Biogas Progressiv: Zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen“ (ProBiogas) finanziert mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) aus dem Sondervermögen Energie- und Klimafond (FKZ: 22405416; 22407617; 22408117)

Einleitung

Für zahlreiche Biogasanlagenbetreiber stellt sich mit Ablauf der 1. EEG-Förderperiode nach 20 Jahren die Frage, wie ihre Anlage weiterhin rentabel regenerative Energie produzieren kann. Die im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2021) vorgesehene Verlängerung der Vergütung über die Ausschreibungen für Biomasseanlagen bietet grundsätzlich die Möglichkeit eines Weiterbetriebs, allerdings sind dafür technisch sowie ökonomisch optimierte Anlagenkonzepte notwendig.

Mit dem Projekt „Biogas Progressiv – zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen“ (ProBiogas) verfolgen die Projektpartner das Ziel, praxistaugliche Verfahrensoptionen für den Weiterbetrieb von Biogasanlagen zu evaluieren. Alle potenziellen Nutzungsoptionen, die im Projekt nicht techno-ökonomisch detailliert dargestellt werden konnten, werden in Form einer Konzeptbeschreibung vorgestellt.

Bei den hier beschriebenen Verfahrensoptionen handelt es sich um Konzepte, die derzeit zum Beispiel nur über einen eingeschränkten Absatzmarkt verfügen, sich noch in der Entwicklung befinden, nicht die Marktreife erlangt haben oder nur unter sehr speziellen Bedingungen realisiert werden können. Sie alle eint jedoch, dass sie in Zukunft eine mögliche Einkommensquelle für landwirtschaftliche Biogasanlagen darstellen können.

Dieses Exposé soll als fundierte Entscheidungshilfe dienen, ob sich mit dem Power-to-Gas-Verfahren für den Biogasbetrieb eine Erlössituation realisieren lässt.

1. Allgemeine Beschreibung

Mit dem kontinuierlichen Verzicht auf fossile Energiequellen im Rahmen der Energiewende, hat sich die Bundesrepublik Deutschland das Ziel gesteckt, bis zum Jahr 2030 den Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch auf 30 % und bis zum Jahr 2050 auf 60 % zu steigern (BMWi 2014). Die bedarfsdeckende Stromproduktion aus Solar- und Windkraftanlagen stellt eine besondere Herausforderung dar, weil die Stromproduktion stark von der Wetterlage abhängig ist und sich somit nicht verlässlich mit der zeitlich variierenden Stromnachfrage der Endverbraucher decken lässt. Um überschüssigen Strom, welcher bei Spitzenproduktionszeiten generiert wird, effizient und bedarfsgerecht nutzen zu können, gewinnen innovative Speichertechnologien zunehmend an Bedeutung. Eine dieser Technologien stellt das Power-to-X-Prinzip dar (Bär et al. 2015, DENA 2016).

Unter dem Begriff Power-to-X (PtX) wird die Umwandlung von überschüssigem Strom in verschiedene Energieträger bezeichnet. Diese Energieträger können Wärme (Power-to-Heat), Wasserstoff oder Methan (Power-to-Gas) oder flüssige Energieträger (Power-to-Liquid) sein und dienen der alternativen Versorgung im Strom-, Gas- und Wärmemarkt sowie in der Mobilität. Es ist ebenfalls möglich die Stromüberschüsse in Chemikalien (Power-to-Chemicals) umzuwandeln (Schröer 2017).

Mit dem Erdgasnetz steht in Deutschland ein sehr leistungsfähiges Energietransport- und Speichermedium für den Energieträger Erdgas zur Verfügung. Durch die Produktion von Wasserstoff mittels Elektrolyse aus „Überschussstrom“ und dessen anschließender Konversion zu Methan (Power-to-Gas), dem Hauptbestandteil des Erdgases, kann das hiesige Erdgasnetz auch als Transport- und Speichermedium für die überschüssige



elektrische Energie genutzt werden. Durch das weit verzweigte Erdgasnetz kann nahezu an jeden Ort in Deutschland das Biomethan für die jeweiligen Zwecke wieder entnommen werden.

Im Power-to-Gas-Verfahren (oft abgekürzt mit PtG), schematisch dargestellt in Abbildung 1, wird überschüssiger Strom aus Wind und Photovoltaik genutzt, um mithilfe eines Elektrolyseurs Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff zu spalten. Der produzierte Wasserstoff kann entweder direkt lokal genutzt oder in einem zweiten Schritt, mithilfe von Kohlendioxid, in Methan umgewandelt werden.

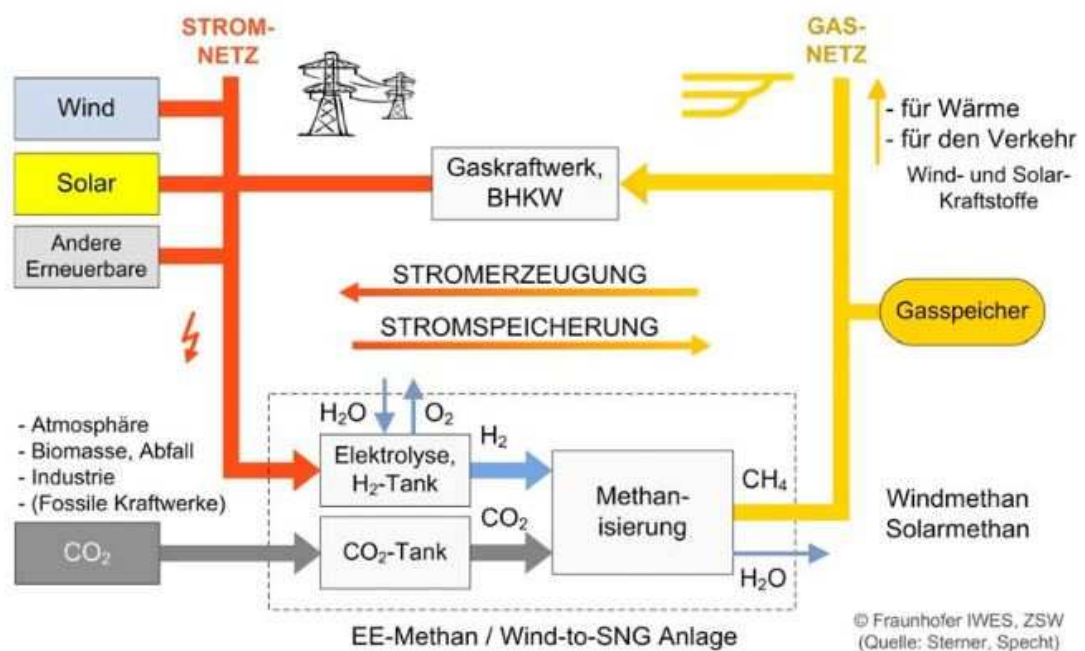


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Power-to-Gas Verfahrens (Sterner et al. 2010)

Um mit dem PtG-Konzept ein nachhaltiges erneuerbares Gas herzustellen, muss das CO₂ für die Methanisierung erneuerbaren Ursprungs also klimaneutral sein. Hier bietet sich das Biogas aus dem heutigen Bestand der Biogasanlagen als CO₂-Quelle an, da dies auch bei einem langfristigen weiteren Ausbau der regenerativen Energien in ausreichendem Maße zur Verfügung steht (Schröer 2017).

Das in einer Biogasanlage produzierte Biogas besteht typischerweise aus 50 bis 65 % Methan. Die verbleibenden 35 bis 50 % setzen sich hauptsächlich aus Kohlendioxid und geringen Konzentrationen weiteren Inhaltsstoffe zusammen, welche nicht energetisch verwertet werden können. Dies lässt sich mit der Kopplung der anaeroben Fermentation und des Power-to-Gas-Verfahrens nutzen, um höhere Methanausbeuten zu erzielen. Das so erzeugte Biomethan kann anschließend bei Methangehalten von mindestens 95 % in das Erdgasnetz eingespeist werden und entkoppelt die Gasnutzung zeitlich und räumlich von der Gasproduktion (Lecker et al. 2017, Rittmann 2015).



2. Verfahrenstechnische Beschreibung

Der Elektrolyseur ist die zentrale Systemkomponente einer PtG-Anlage und spaltet Wasser mithilfe von elektrischer Energie in Wasserstoff und Sauerstoff. Elektrolyseure können in 3 Typen unterschieden werden, welche sich jeweils durch die Art der Elektronenübertragung unterscheiden.

Alkalische Elektrolyseure

Bei der alkalischen Elektrolyse (AEL) erfolgt die Elektronenübertragung über einen basisch flüssigen Elektrolyten, in der Regel eine KOH-Lösung. Über Keramik-Diaphragmen werden Wasserstoff und Sauerstoff voneinander getrennt. AEL-Elektrolyseure sind am weitesten verbreitet und werden entweder bei atmosphärischem Druck oder als Druckelektrolyseur bei 30 bar betrieben. Die Betriebstemperatur liegt im Allgemeinen zwischen 60–80 °C, bei Druckelektrolyseuren sind Temperaturen bis zu 120 °C möglich (Hey 2012).

„Proton Exchange Membrane“-Elektrolyseure

PEM-Elektrolyseure bestehen aus einer Nafion®-Membran, über die der Ladungsaustausch durch Protonen erfolgt. PEM-Elektrolyseure sind gut für den Einsatz in Power-to-Gas-Anlagen geeignet, da sie einem schwankenden Leistungseintrag besser folgen als alkalische Elektrolyseure und schneller auf Lastwechsel reagieren können. In der Startphase wird die Betriebstemperatur schnell erreicht und auch im unteren Teillastbereich arbeiten PEM-Elektrolyseure effizient. Zudem kann im Vergleich zur AEL auf hochkonzentrierte basische Lösungen verzichtet werden. Allerdings sind PEM-Elektrolyseure momentan hauptsächlich im kleineren Maßstab bis 150 kW erhältlich. Auch PEM-Elektrolyseure können sowohl bei atmosphärischem Druck als auch bei erhöhtem Druck betrieben werden. Druckelektrolysen besitzen eine kompaktere Bauweise sowie die Möglichkeit der direkten Ankopplung an viele industriell druckgeführte Applikationen sowie an die Erdgasinfrastruktur (Hey 2012, DENA 2015).

Hochtemperaturelektrolyseure

Bei der Hochtemperaturelektrolyse (HTEL) kommt ein Festoxid als Elektrolyt zum Einsatz. Der Betrieb erfolgt bei Temperaturen zwischen 800–1.000 °C. Durch die hohen Temperaturen ergeben sich sehr niedrige Zellspannungen in den Elektrolysezellen, weshalb HTEL-Elektrolyseure einen sehr niedrigen Eigenstrombedarf haben, jedoch wirkt sich die thermische Belastung negativ auf die Lebensdauer des Elektrolyseurs aus (Hey 2012). Das Verfahren ist jedoch noch nicht praxisreif, da die Investitionskosten sehr hoch sind und die Weiterentwicklung der Technik noch Gegenstand intensiver Forschung ist (Brinner et al. 2018).

Für den anschließenden Methanisierungsschritt kann zwischen der katalytischen Methanisierung mittels Nickelkatalysatoren und der biologischen Methanisierung unterschieden werden (Bär et al. 2015). Beide Verfahren basieren auf der Sabatier-Reaktion, bei welcher Kohlendioxid mit Wasserstoff reagiert und so Methan und Wasser entstehen (Lecker et al. 2017).



Die am weitesten verbreitete Reaktorart für die katalytische Methanisierung sind Festbettreaktoren, welche zu den zweiphasigen Reaktoren gehören. Die Umsetzung der Edukte erfolgt mittels heterogener Katalyse an der Oberfläche eines Katalysators auf Nickelbasis, welcher als Schüttung in den Reaktionsraum eingebracht ist. Der Katalysator wird anschließend mit einer Mischung aus CO_2 und H_2 durchströmt und setzt die Edukte zu Methan um. Da Festbettreaktoren anfällig für Überhitzungen sind, werden für gewöhnlich mehrere Reaktoren in Reihe genutzt, wobei zwischen den Reaktoren ein Kühlverfahren in den Aufbau integriert ist (Bajohr et al. 2011).

Eine weitere Art von zweiphasigen Reaktoren stellen Wirbelschichtreaktoren dar. Die Wirbelschichtreaktoren führen die Methanisierung in einem katalytischen Wirbelbett durch. Das Wirbelbett besteht aus deutlich kleineren Katalysatorpartikeln, als es beim Festbettreaktor der Fall ist. Dadurch wird der Katalysator beim Durchströmen vom Eduktgas in der Reaktionszone aufgewirbelt. Durch die verbesserte Wärmeabfuhr haben Wirbelschichtreaktoren den Vorteil, dass ein einzelner Reaktor ausreicht. Aufgrund der mechanischen Belastung und des Abriebs ist die Katalysatorlebensdauer jedoch deutlich geringer als bei Festbettreaktoren (Bajohr et al. 2011).

Ein Problem für die katalytische Methanisierung mit Zweiphasen-Reaktoren stellen die schwankend anfallenden Gasmengen im Power-to-Gas-Verfahren dar. Damit die Reaktoren nicht auskühlen und beständig neu aufgeheizt werden müssen, ist ein konstanter Gasstrom erforderlich, was aufgrund der zeitlich schwankenden Bereitstellung durch die Nutzung von Überschussstrom sich schwierig gestaltet (Bajohr et al. 2011).

Eine Lösung des Problems stellen Dreiphasen-Reaktoren dar. Diese können als Festbett-, Wirbelschicht- oder Suspensionsreaktoren angelegt sein, wobei vor allem letztere sich besonders für die katalytische Methanisierung eignen (Götz 2014). Dabei wird der Methanisierungskatalysator in einer temperaturstabilen Flüssigkeit suspendiert und der Gasstrom als Blasensäule eingeleitet. Die Blasengröße wird dabei über einen Siebboden eingestellt (Schmidt et al. 2018). Vorteile hierbei sind, dass Reaktionswärme gut abgeführt werden kann und gleichzeitig die Wärmekapazität der Suspensionsflüssigkeit dazu führt, dass der Reaktoren bei diskontinuierlichem Betrieb langsamer auskühlt (Götz 2014).

Bei der biologischen Methanisierung erfolgt die Methananreicherung nicht wie bei der katalytischen Methanisierung über einen Katalysator bei Temperaturen zwischen 300 und 550 °C, sondern durch Mikroorganismen und Archaeen, die CO_2 und H_2 bei meso- oder thermophilen Bedingungen zu Methan umsetzen (Hey 2012, Götz et al. 2016).

Die Verfahren der biologische Methanisierung können in In-situ- und Ex-situ-Verfahren unterteilt werden. Beide Verfahren sind in Abbildung 2 dargestellt. Bei der In-situ-Methanisierung wird der Wasserstoff direkt in den Fermenter der Biogasanlage eingeführt und so Methangehalte von 70 bis 86 % im Biogas erreicht (Lecker et al. 2017). Im Ex-situ-Verfahren wird der Wasserstoff in einem separaten Reaktor mit unaufbereitetem Biogas oder mit dem bei der Gasaufbereitung des Biogases als Reststoff abgetrennten Schwachgas, das zu großen Anteilen aus Kohlendioxid besteht, zu Methan umgesetzt. Mit diesen Verfahren kann ein hochwertiges Gas mit einem Methangehalt von 96 % bis 99 % erzeugt werden (DENA 2015).



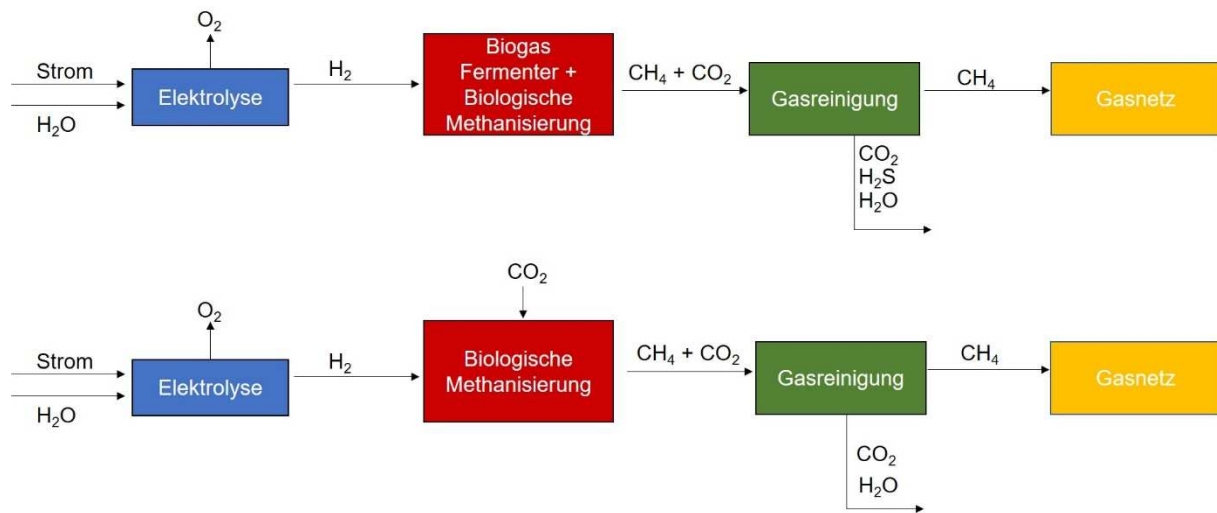


Abbildung 2: Prozessdiagramm der In-situ-Methanisierung (oben) und Ex-situ-Methanisierung (unten) in einem Biogasreaktor (Kretzschmar 2017)

3. Anknüpfungspunkte zur Biogasanlage

Biogasanlagen produzieren Biogas, welches aus ca. 50–65 % Methan und 35–50 % Kohlenstoffdioxid besteht. Das Kohlenstoffdioxid wird bisher ungenutzt über das Abgas in die Atmosphäre geleitet. Das CO₂ kann jedoch als Rohstoff für den Power-to-Gas-Prozess genutzt werden und muss nicht extern eingekauft werden (Ausfelder und Bazzanella 2008, FNR 2016). Darüber hinaus ist es für die Treibhausgasreduzierung unverzichtbar, dass das genutzte CO₂ erneuerbaren Ursprungs also klimaneutral ist, was bei einer Biogasanlage garantiert ist.

Für Biogasanlagen, die über eine Gasaufbereitungstechnik verfügen, bietet das Power-to-Gas-Verfahren großes Potenzial, da die Investitionskosten aufgrund der vorhandenen Gasaufbereitung deutlich geringer sind.

Die In-situ-Methanisierung stellt den finanziell günstigeren und technisch einfacheren Aufbau dar, da der zusätzliche Methanisierungsreaktor sowie, je nach Anwendung, die Gasaufbereitung entfallen. Der Wasserstoff wird über eine zusätzliche Leitung in den Fermenter geleitet und dient als zusätzliches Substrat für hydrogenotrophe methanogene Bakterien und steigert so die Methanausbeute, da zusätzlich CO₂ mit H₂ zu CH₄ weiterreagiert (Hey 2012). Die vollständige Umsetzung des Kohlenstoffdioxids im Biogas ist jedoch technisch nicht umsetzbar. Parallel zur Methanisierung läuft die anaerobe Fermentation ab und die Reaktorbedingungen können somit nicht speziell auf die Archaeen zugeschnitten werden (Bär et al. 2015). Außerdem birgt das Einströmen von Wasserstoff die Gefahr, dass der pH-Wert im Fermenter abfällt und so der Biogasprozess gehemmt wird (Ahern et al. 2015). Der H₂-Strom müsste daher präzise an die CO₂-Konzentration im Fermenter angepasst werden, was aufwendige und teure Messsysteme erfordert (Lecker et al. 2017). Zudem können über die In-situ-Methanisierung im Allgemeinen keine Methangehalte erzielt werden, die eine Einspeisung ins Gasnetz ermöglichen, sodass für diese Anwendung trotzdem eine Gasaufbereitung benötigt wird (Ahern et al. 2015).

Auch die Ex-situ-Methanisierung stellt grundsätzlich eine Möglichkeit für Biogasanlagen dar. In einem separaten Methanisierungsreaktor können Wasserstoff und Rohbiogas bzw.



Kohlendioxid eingeleitet werden. Ein Vorteil der Ex-situ-Methanisierung bietet die verbesserte Steuerung und Optimierung des Prozesses, da die Methanisierung im separaten Reaktor optimal eingestellt werden kann und nicht durch die Prozessbedingungen der Biogaserzeugung beeinflusst wird. Zudem können in der Ex-situ-Methanisierung deutlich höhere Methangehalte von mindestens 95 % erzielt werden, die auch eine Einspeisung ins Erdgasnetz ermöglichen (Ahern et al. 2015, Lecker et al. 2017). Nachteilig ist jedoch der verfahrenstechnisch aufwendigere Aufbau des Systems, das mit höheren Kosten verbunden ist (DVGW 2014).

Die katalytische Methanisierung dürfte im Vergleich zur biologischen Variante, trotz gewisser verfahrenstechnischer Vorteile, für Biogasanlagen eine weniger wichtige Rolle spielen, da sie schwieriger in Systeme mit flexiblen Fahrweisen zu integrieren ist (DVGW 2014). Die biologische Methanisierung ist eher für kleinere Anlagengrößen, wie man sie in Biogasanlagen vorfindet, geeignet. Vorteilhaft ist bei der biologischen Methanisierung, dass eine flexible Prozessführung zur Verfügung steht und die Temperaturniveaus niedrig sind (DVGW 2014). Hinzu kommt: Mikroorganismen sind weniger empfindlich gegenüber Verunreinigungen aus Biogas, wie Schwefelwasserstoff oder Ammoniak, als gegenüber Nickelkatalysatoren, sodass erst bei höheren Konzentrationen ein negativer Effekt festzustellen ist (Kretzschmar 2017).

4. Ökonomische Angaben

Die Power-to-Gas-Konzepte befinden sich noch im Entwicklungs- oder Pilotstadium. Ein Großteil der ökonomischen Annahmen basiert daher auf Daten theoretischer Wirtschaftlichkeitsberechnungen.

Die AEL stellt mit 800 bis 1.500 €/kWh die kostengünstigste Variante dar und wird für gewöhnlich im Leistungsbereich einer Wasserstoffproduktion von ca. 760 m³/h genutzt, was einem elektrischen Leistungsbereich von bis zu 3,4 MW entspricht (DENA 2015, Hermann et al. 2014, Götz et al. 2016, E&E Consultant 2014).

Die PEM-Elektrolyseure liegen in der Anschaffung bei einem Preis von rund 2.000 €/kW, wobei mit einer Preisabnahme gerechnet wird. So wurde in E&E Consultant 2014 die Preisentwicklung für das Jahr 2020 auf 1.250 €/kW geschätzt. Die Wasserstoffproduktionsrate des Systems liegt bei etwa 120 m³/h (500 kW) und der spezifische Energieverbrauch schwankt zwischen 4,3 und 8 kWh/m³ bei einem Gesamtwirkungsgrad von 44 % bis 86 % (DENA 2015, Hermann et al. 2014).

Für die biologische Methanisierung ist mit Kosten von 14 ct/kWh synthetisiertem Methan auszugehen. Die Anlagen, die die beiden Schritte Elektrolyse und Methanisierung vollziehen, kommen so auf Kosten von 24 bis 30 ct/kWh für das produzierte Gas. Dieser hohe Preis ist größtenteils dadurch bedingt, dass die Anlagen als Letztverbraucher für den genutzten Strom eingestuft werden und dadurch hohe Abgaben für den genutzten Strom anfallen. Ohne diese könnten nach Schätzungen von Anlagenbetreibern die Kosten auf bis zu 10 ct/kWh gesenkt werden (Nymoer 2017).

Ein kritischer Faktor für Power-to-Gas-Systeme ist der hohe Strombedarf von Elektrolyseuren. So beträgt der spezifische Energieverbrauch des Gesamtsystems



zwischen 4,0 und 6,0 kWh/m³, wovon allein 3,54 kWh/m³ Wasserstoff im Elektrolyseur anfallen (Hey 2012, DENA 2015).

Der Gesamtwirkungsgrad von Power-to Gas-Systemen ist, abhängig vom Elektrolyseur und der Methanisierungsvariante, zwischen 47 und 66 % anzusiedeln. Für die Power-to-Gas-Prozesskette mit biologischer Methanisierung kann von einem Wirkungsgrad zwischen 58 und 66 % ausgegangen werden. Für ein System mit katalytischer Methanisierung kann ein Wirkungsgrad um die 76 % erreicht werden (DVGW 2014). Bei konsequenter Wärmeintegration in den Prozess (Biogasfermenter, Gasaufbereitung, Eigenstromerzeugung über Dampfturbine) und Nutzung von Wärme besteht das Potenzial, den Gesamtwirkungsgrad auf bis zu 90 % zu steigern (Nymoer 2017, DENA 2015, DVGW 2014).

5. Marktrelevanz und Absatzmärkte

Viele Studien zeigen, dass Power-to-Gas als Langzeitspeicher in einem System mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien notwendig ist. Zudem hat PtG einen wichtigen systemischen Nutzen für das Stromversorgungssystem bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien und wird für eine wirtschaftliche Umsetzung dieses Systems zwingend benötigt. Bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien ist zudem der Einsatz von PtG kostengünstiger als der Zubau weiterer Erzeugerleistungen (Schröer 2017).

Aufgrund recht spezifischer Anwendungen besteht zurzeit nur ein kleiner Markt für Elektrolyseure. Etwa 96 % des hergestellten Wasserstoffs wird derzeit aus fossilen Rohstoffen gewonnen (da Silva Veras et al. 2017). In Deutschland lag der Anteil an elektrolytisch gewonnenem Wasserstoff im Jahr 2018 gerade mal bei 5 % (ENCON.Europe GmbH 2018). Die meisten Elektrolyseure im Betrieb sind daher Sonderanfertigungen und dementsprechend mit sehr hohen Investitionskosten verbunden (Brinner et al. 2018). Zudem verhindern aktuelle politische Rahmenbedingungen den wirtschaftlichen Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen (DENA 2011).

Nichtsdestotrotz wird die Power-to-Gas-Technologie als zentraler Dreh- und Angelpunkt bei der zeitlich gesteuerten Energieversorgung der Zukunft gesehen. Vor allen Dingen mit zunehmendem gesellschaftlichem Bestreben zur CO₂-Emissionsvermeidung und dem Ersetzen fossiler Rohstoffe gewinnen Power-to-Gas-Systeme immer mehr an Bedeutung (DENA 2011).

Für Biogasanlagenbetreiber sind in Zukunft vor allem die Anwendungsbereiche im Bereich der Energiespeicherung mit anschließender bedarfsgerechter Rückverstromung des produzierten Biomethans sowie die Einspeisung von Biomethan von großer Bedeutung. Die Gasnetzeinspeisung und die Verstromung stellen zurzeit die beiden größten Absatzmärkte für Biogas dar (Daniel-Gromke et al. 2017).

Ein weiterer wichtiger Absatzmarkt ist der Mobilitätssektor. Die über Power-to-Gas-Verfahren erreichten Methangehalte reichen aus, um die gesetzlichen Anforderungen für Biokraftstoffe zu erfüllen. Bei der Kraftstoffvermarktung sind zusätzlich Erlöse über das Vermarkten der Treibhausgasminderungsquote denkbar (Scholwin und Grope 2017).



Aufgrund der spezifischen Kosten für zukünftige PtG-Anlagen sollten diese, Stand 2021, eine vom Elektrolyseur aufgenommene Mindestleistung von 1 MW_{el} aufweisen. Der zur Methanisierung erforderliche CO₂-Volumenstrom für den Betrieb einer solchen PtG-Anlage beträgt ca. 130 m³ Rohbiogas/h (bei einem durchschnittlichen CO₂-Gehalt von 45 Vol.-% im Rohbiogas). Dies wird bereits von Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von etwa 260 kW_{el} gewährleistet (Schröder 2017). Eine Umsetzung ist jedoch durch individuelle Standortanalysen zu prüfen.

6. Rechtliche Belange

Für Power-to-Gas-Anlagen fallen keine zu entrichtenden Netznutzungsentgelte an. Dies fußt auf § 118 Abs. 6 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG 2021), welches Power-to-Gas-Anlagen für 20 Jahre ab Inbetriebnahme von Netzentgeltabgaben befreit. Dies gilt sowohl für die Rückverstromung und Wiedereinspeisung in Stromnetze als auch für die Einspeisung in Gasnetze (BDEW 2019, Sailer 2015).

Die Höhe an Abgaben und Umlagen, die Anlagenbetreiber für den bezogenen Strom aufbringen müssen, variieren je nach Art des Strombezugs. Bei Strombezug über eine Direktleitung ist es möglich, sich von einem Teil der Abgaben und Umlagen befreien zu lassen sowie die „Erneuerbare Energie“-Eigenschaft des Stroms auf das erzeugte Gas weiterzugeben.

Seit Inkrafttreten des EEG 2021 (nach § 61 k) fällt die EEG-Umlage für die elektrische, chemische, mechanische und physikalische Stromspeicher weg. Dies könnte einen großen, bisher nicht dagewesenen Anreiz für den Ausbau der PtG-Anlagen bedeuten.

Die genauen Strombezugskosten, je nach Art des Strombezugs, sind in Abbildung 3 dargestellt.

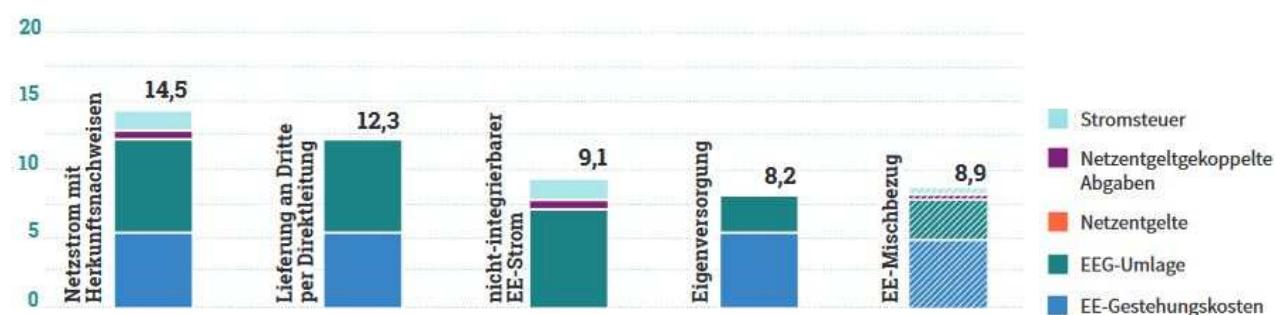


Abbildung 3: Strompreise für Strom aus erneuerbaren Energien für Elektrolyseure in ct/kWh (DENA 2018)

Anlagen die unter das produzierende Gewerbe fallen, was im Falle der Rückverstromung und Gasnetzeinspeisung der gängige Fall sein sollte, können sich nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 Stromsteuergesetz (StromStG 2020) von der Stromsteuer befreien lassen (DENA 2018).

7. Chancen und Hürden

Grundsätzlich sind Power-to-Gas-Systeme als essenzieller Bestandteil in nachhaltigen Energiesystemen der Zukunft zu sehen, da sie ein zentrales Instrument zur Sektorenkopplung darstellen und die Möglichkeit bieten, dem grundlegenden Problem beim



Verwenden erneuerbarer Energieträger, der Speicherung und bedarfsgerechten Bereitstellung zu begegnen (DENA 2015).

Auch das Einbinden bereits bestehender Biogasstrukturen bietet sich an, da bei Biomethaneinspeiseanlagen schon ein wesentlicher Teil der benötigten Infrastruktur vorliegt und somit Speicherkapazitäten bereits vorhanden sind. Zudem steht CO₂ in hohen Konzentrationen zur Verfügung, welches normalerweise als Abgas in die Atmosphäre entlassen wird. Die Herstellung von reinem, hochkonzentrierten CO₂ erfolgt meist noch auf Basis von fossilen Rohstoffquellen, ist technisch aufwendig und dementsprechend teuer.

In Bezug auf die direkte Methanisierung besteht der Vorteil, dass der Aufwand gering ist und in Form der Biogasanlagen der Hauptbestandteil der Infrastruktur bereits besteht, da die Umsetzung des Wasserstoffs im Fermenter erfolgt.

Zurzeit stellen Abgaben beim Bezug von Strom einer der größten Kostenfaktoren dar. Zwar sind PtG-Anlagen von Netznutzungsentgelten befreit, weitere Befreiungen sind aber nur von Fall zu Fall möglich. Besonders die EEG-Umlage fällt stark ins Gewicht und eine Befreiung für Power-to-Gas-Anlagen, die Überschussstrom aus erneuerbaren Quellen beziehen, bietet eine Möglichkeit, die Speicherung von CO₂-neutraler Energie und dem Beitrag zum Klimaschutz zu valorisieren (DENA 2018).

Methan als Produkt der Power-to-Gas-Anlagen hat den großen Vorteil, dass es vielseitig einsetzbar ist. Es bietet die Nutzung von regenerativ erzeugtem Strom in den Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie sowie auch eine Vielzahl von Systemdienstleistungen für das Stromsystem. Zum Beispiel kann mittels Gasnetz Regelleistung angeboten werden.

In Bezug auf die Elektrolyseure besteht noch hohes Entwicklungspotenzial, welches durch aktive Forschung und Förderungen erschlossen werden muss. Gegenwärtige Modelle zeigen jedoch, dass bei der momentanen Förderung und Marktentwicklung Power-to-Gas-Anlagen innerhalb der nächsten 10 Jahre auch im industriellen Maßstab wirtschaftlich sein könnten (Glenk und Reichelstein 2019).

8. Weiterführende Informationen

Seit 2011 existiert die Strategieplattform Power-to-Gas der DENA (Deutsche Energie-Agentur GmbH). Die Plattform ist ein Zusammenschluss von etwa 30 Partnern aus Wirtschaft, Industrie und Wissenschaft, die zum Ziel hat, die Verbreitung, Weiterentwicklung und Markteinführung von Power-to-X-Technologien voranzutreiben. Dabei werden auf der Strategieplattform Positionen, Berichte, Arbeitsergebnisse und Rahmenbedingungen der Öffentlichkeit zugänglich gemacht (DENA 2011).

Auch die Bundesregierung setzt verstärkt auf die Nutzung von Wasserstoff und hat mit der Förderinitiative „Hyland-Wasserstoffregionen in Deutschland“ im Jahr 2019 eine Initiative ins Leben gerufen, die Teil des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie ist und die Nutzung von Wasserstoff fördern soll und somit auch Power-to-Gas-Verfahren begünstigt. Im Rahmen der Initiative wurden im Dezember 2019 in einem ausgeschriebenen Wettbewerb 13 Regionen 300.000 € für konkrete Projektideen von Wasserstoffkonzepten und jeweils 3 Regionen 20 Millionen Euro Investitionszuschüsse für



die Umsetzung bestehender Konzepte zur Verfügung gestellt. Bereits seit September 2019 wurden im Rahmen des Programms neun Wasserstoffregionen organisatorisch unterstützt (NIP 2019).

Im Tagungsband „Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven“ vom FNR/KTBL-Kongress 2017 in Bayreuth findet sich ein ausführlicher Beitrag von Dr.-Ing. Ramona Schröder, Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, zum Thema „Power-to-Gas und Biogas – eine intelligente Kombination für das zukünftige Energiesystem (Schröder 2017).

Vorstellung dreier Praxisbeispiele für Power-to-Gas im Einsatz durch den BDEW: Die Stadtwerke Augsburg nutzen Power-to-Gas für eine emissionsfreie und effiziente Wärmeversorgung. Die BTU-Cottbus hat mit Mikroorganismen die Methanisierung optimiert und das Hybridkraftwerk der ENERTRAG AG in Prenzlau produziert grünen Wasserstoff in Flaschen für einen bundesweit flexiblen und vielseitigen Einsatz. Mehr unter: www.bdew.de/energie/erdgas/drei-praxisbeispiele-fuer-power-to-gas-im-einsatz (BDEW 2019).

Im Rahmen des Forschungsvorhabens „PortalGreen,“ gefördert vom BMWi, wurde ein Genehmigungsleitfaden für Power-to-Gas-Anlagen entwickelt. Dieser Leitfaden, erstellt vom DVGW e.V. und den Projektpartner, bietet eine Übersicht und Hilfestellungen zur Planung und Inbetriebnahme von Power-to-Gas-Anlagen. Das Dokument ist in zwei Bände unterteilt: in einen genehmigungsrechtlichen und einen technischen Leitfaden. Mehr unter: www.dbi-gruppe.de/news-details/forschungsprojekt-portal-green-veroeffentlicht-leitfaden.html (DVGW 2014).



Literatur

Ahern, E. P.; Deane, P.; Persson, T.; Ó Gallachóir, B.; Murphy, J. (2015): A perspective on the potential role of renewable gas in a smart energy island system. In: Renewable Energy 78, p. 648–656, DOI: 10.1016/j.renene.2015.01.048

Ausfelder, F.; Bazzanella, A. (2008): Diskussionspapier: Verwertung und Speicherung von CO₂. Hg. Dechema; https://dechema.de/dechema_media/diskussionco2-called_by-dechema-original_page-124930-original_site-dechema_eV-view_image-1.pdf, Zugriff am 13.09.2021

Bajohr, S.; Götz, M.; Graf, F.; Ortloff, F. (2011): Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur. In: gwf-Gas, April 2011, Vulkan-Verlag GmbH, www.researchgate.net/publication/272495834_Speicherung_von_regenerativ_erzeugter_elektrischer_Energie_in_der_Erdgasinfrastruktur_gwf-Gas_April, Zugriff am 17.03.2021

Bär, K.; Mörs, F.; Götz, M.; Graf, F. (2015): Vergleich der biologischen und katalytischen Methanisierung für den Einsatz bei PtG-Konzepten. In: gwf-Gas, Vulkan-Verlag GmbH, Juli 2015, www.researchgate.net/publication/280009014_Vergleich_der_biologischen_und_katalytischen_Methanisierung_fur_den_Einsatz_bei_PtG-Konzepten, Zugriff am 17.03.2021

BDEW (2019): Power-to-Gas - Eine Schlüsseltechnologie der Sektorkopplung. Drei Bausteine für eine Markteinführung. Positionspapier Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V., Mai 2019, Berlin, www.bdew.de/media/documents/Stn_20190528_Positionspapier-PtG.pdf, Zugriff am 17.03.2021

BMWi (2014): Die Energie der Zukunft. Erster Fortschrittsbericht zur Energiewende. Dezember 2014, Berlin, www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschrittsbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=15, Zugriff am 17.03.2021

Brinner, A.; Schmidt, M.; Schwarz, S.; Wagener, L.; Zuberbühler, U. (2018): Technologiebericht 4.1 Power-to-gas (Wasserstoff). Hg. Technologien für die Energiewende, Teilbericht 2 Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken, <https://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/7058>, Zugriff am 17.03.2021

Da Silva Veras, T.; Mozer, T. S.; da Costa Rubim Messeder, S.; Danielle; S.; César, A. (2017): Hydrogen: Trends, production and characterization of the main process worldwide. In: International Journal of Hydrogen Energy 42(4), pp. 2018–2033, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.08.219

Daniel-Gromke, J.; Rensberg, N.; Denysenko, V.; Trommler, M.; Reinholz, T.; Völler, K.; Beil, M.; Beyrich, W. (2017): Anlagenbestand Biogas und Biomethan - Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Hg. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum, Leipzig, www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_30.pdf, Zugriff am 17.03.2021



- DENA (2011): Power-to-Gas - die Technologie. www.powertogas.info/die-plattform/, Zugriff am 01.04.2020
- DENA (2015): Systemlösung Power to Gas. Chancen, Herausforderungen und Stellschrauben auf dem Weg zur Marktreife. Berlin
- DENA (2016): Potenzialatlas Power to Gas. Berlin, [www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9144 Studie Potenzialatlas Power to Gas.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9144_Studie_Potenzialatlas_Power_to_Gas.pdf), Zugriff am 01.04.2020
- DENA (2018): Factsheet: Power to X Strombezug. [www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/181123 dena PtX-Factsheets.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/181123_dena_PtX-Factsheets.pdf), Zugriff am 01.04.2020
- DVGW (2014): Techno-ökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei Power-to-Gas Konzepten. Bonn, www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g3_01_13.pdf, Zugriff am 17.03.2021
- E&E Consultant (2014): Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire. Hespul, Solagro. Cassel., www.grtgaz.com/fileadmin/engagements/documents/fr/Power-to-Gas-etude-ADEME-GRTgaz-GrDF-complete.pdf, Zugriff am 03.11.2020
- EEG (2021): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist, www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2021.pdf, Zugriff am 17.03.2021
- ENCON.Europe GmbH (2018): Potentialatlas für Wasserstoff. Analyse des Marktpotentials für Wasserstoff, der mit erneuerbarem Strom hergestellt wird, im Raffineriesektor und im zukünftigen Mobilitätssektor. www.dvw-info.de/wp-content/uploads/2018/04/Potentialstudie-für-grünen-Wasserstoff-in-Raffinerien.pdf, Zugriff am 17.03.2021
- EnWG (2021): Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 25. Februar 2021 (BGBl. I S. 298) geändert worden ist, www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/EnWG.pdf, Zugriff am 17.03.2021
- FNR (2016): Leitfaden Biogas - Von der Gewinnung zur Nutzung. 7. Auflage, Gülzow, [www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Leitfaden Biogas web V01.pdf](http://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Leitfaden_Biogas_web_V01.pdf), Zugriff am 17.03.2021
- Glenk, G.; Reichelstein, S. (2019): Economics of converting renewable power to hydrogen. In: Nat Energy 4(3), pp. 216–222, DOI: 10.1038/s41560-019-0326-1
- Götz, M. (2014): Methanisierung im Dreiphasen-Reaktor. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000044909>, Zugriff am 03.11.2020
- Götz, M.; Lefebvre, J.; Mörs, F.; McDaniel Koch, A.; Graf, F.; Bajohr, S. et al. (2016): Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. In: Renewable Energy 85, pp. 1371–1390, DOI: 10.1016/j.renene.2015.07.066.



- Hermann, H.; Emele, L.; Loreck, C. (2014): Prüfung der klimapolitischen Kosten von Methanisierungsstrategien. Studie, Hg. Öko-Institut e.V., Berlin, <https://www.oeko.de/oekodoc/2005/2014-021-de.pdf>, Zugriff am 03.11.2020
- Hey, B. (2012): Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements. Masterthesis, Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, [https://epub.sub.uni-hamburg.de/epub/volltexte/2014/35363/pdf/Masterthesis Bastian Hey Power to Gas.pdf](https://epub.sub.uni-hamburg.de/epub/volltexte/2014/35363/pdf/Masterthesis_Bastian_Hey_Power_to_Gas.pdf), Zugriff am 03.11.2020
- Kretzschmar, J. (2017): Technologiebericht 4.2 b Power-to-gas (Methanisierung biologisch). Hg. Wuppertal Institut, ISI, IZES, Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken, [https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7060/file/7060 Power-to-gas.pdf](https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7060/file/7060_Power-to-gas.pdf), Zugriff am 17.03.2021
- Lecker, B.; Illi, L.; Lemmer, A.; Oechsner, H. (2017): Biological hydrogen methanation - A review. In: Bioresource technology 245 (Pt A), pp. 1220–1228, DOI: 10.1016/j.biortech.2017.08.176
- NIP (2019): Bundesförderung Wasserstoff und Brennstoffzelle. Internetadresse: www.now-gmbh.de/de/bundesfoerderung-wasserstoff-und-brennstoffzelle, Zugriff am 01.04.2020
- Nymoen (2017): Delphie-Kurzstudie: Praxis und Potenzial von Power-to-Gas. Hg. ERDGAS GmbH, Berlin
- Rittmann, S.K.-M. (2015): A critical Assessment of microbiological biogas to biomethane upgrading systems. In: Biogas Sci. Technol., DOI: 10.1007/978-3-319-21993-6
- Sailer, F. (2015): Power-to-Gas im Speicherrecht: Strombezugskosten beim Power-to-Gas Verfahren. Stiftung Umweltenergierecht, Vortrag an der Universität Bremen, [https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2015/04/stiftung umweltenergierecht vortrag 2015 04 20 strombezugskosten delmenhorst sailer.pdf](https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2015/04/stiftung_umweltenergierecht_vortrag_2015_04_20_strombezugskosten_delmenhorst_sailer.pdf), Zugriff am 09.03.2020
- Schmidt, M.; Schwarz, S.; Stürmer, B.; Wagener, L.; Zuberbühler, U. (2018): Technologiebericht 4.2 a Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch). Hg. Wuppertal Institut, ISI, IZES, Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken, [https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7059/file/7059 Power-to-gas.pdf](https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7059/file/7059_Power-to-gas.pdf), Zugriff am 17.03.2021
- Schröer, R. (2017): Power-to-Gas und Biogas – eine intelligente Kombination für das zukünftige Energiesystem. In: Tagungsband „Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven“ vom FNR/KTBL-Kongress 2017 in Bayreuth (KTBL-Schrift 512, ISBN: 978-3-945088-52-4), Darmstadt, S. 195 – 210
- Scholwin, F.; Grope, J. (2017): Durchführbarkeitsstudie - Biogas als Kraftstoff aus landwirtschaftlichen und kommunalen Reststoffen in Neukirch/Lausitz. Hg. Agrargemeinschaft Oberland GmbH, Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie



Specht, M.; Baumgart, F.; Feigl, B.; Frick, V.; Stürmer, B.; Zuberbühler, U. et al. (2009): Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz In: Jahrestagung des Forschungsverbunds Erneuerbare Energien in Kooperation mit der Agentur für Erneuerbare Energien, 24.-25. November 2009 (Umweltforum Berlin: FVEE, 2010), Berlin, S.69-78

Sterner, M.; Saint-Drenan, Y.-M.; Gerhardt, N.; Specht, M.; Stürmer, B.; Zuberbühler, U. (2010): Erneuerbares Methan - Ein innovatives Konzept zur Speicherung und Integration Erneuerbarer Energien sowie zur regenerativen Vollversorgung. In: LIFIS Online; https://www.leibniz-institut.de/archiv/sterner_09_07_10.pdf, Zugriff am 17.03.2021

StromStG (2020): Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 207 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist, www.gesetze-im-internet.de/stromstg/StromStG.pdf, Zugriff am 17.03.2021

