

Power-to-Gas – Funktionsweise, Technologien und Anwendungen

Stefan Best*, Daniel Becker und Detlef Schulz

Elektrische Energiesysteme

Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg

Hamburg, Deutschland

*E-Mail: stefan.best@hsu-hh.de

Kurzfassung – Um die klimaschädlichen Folgen von Treibhausgasemissionen durch die Verbrennung fossiler Energieträger zu begrenzen, wird der Ausbau der erneuerbaren Energien stetig vorangetrieben. Im Jahr 2019 stammten bereits 40 % der Bruttostromerzeugung Deutschlands aus erneuerbaren Energiequellen [1]. Der größte Anteil wurde dabei mit Windkraft- und Photovoltaikanlagen erzeugt. Dieser Anteil wird zukünftig noch wachsen, da auch weiterhin ein hohes Potential für den Ausbau dieser Anlagen besteht. Die Erzeugung elektrischer Energie mit Windkraft- und Photovoltaikanlagen schwankt jedoch aufgrund der veränderlichen Umweltbedingungen. Um dennoch die Erzeugung und den Verbrauch auszugleichen, bedarf es der Speicherung elektrischer Energie. An dieser Stelle setzt das Konzept von Power-to-Gas an. Es ermöglicht die Umwandlung elektrischer Energie in chemische Energie (Gas) und deren Speicherung. Das grundlegende Prinzip ist die Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse von Wasser mit elektrischem Strom. Optional kann durch einen weiteren Schritt auch Methan erzeugt werden. Diese aus erneuerbaren Energien erzeugten Gase können verlustarm gespeichert werden. Im Falle von Methan kann dies nahezu unbegrenzt durch die bereits existierende Erdgasinfrastruktur geschehen. Durch die Umwandlung in chemische Energie entsteht zudem ein Verknüpfungspunkt zu anderen Verbrauchssektoren wie Wärme, Verkehr und Industrie. In dem folgenden Beitrag werden die naturwissenschaftlichen Grundlagen von Power-to-Gas und die technologische Umsetzung hin zu Power-to-Gas-Anlagen dargestellt.

Stichworte – *Power-to-Gas, PtG, P2G, Elektrolyse, Methanisierung, Energiespeicherung, erneuerbare Energien*

NOMENKLATUR

ΔH^0	Reaktionsenthalpie in kJ/mol
H_1	Heizwert in kWh/m ²
H_S	Brennwert in kWh/m ³
η_H	Energieausbeute
η_M	Wirkungsgrad der Methanisierung
η_P	Energieaufwand (Elektrolyse) in kWh/m ³
AEL	Alkalische Elektrolyse
CH ₄	Methan
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
EE	Erneuerbare Energien

H ₂	Wasserstoff
H ₂ O	Wasser
HTEL	Hochtemperatur-Elektrolyse
O ₂	Sauerstoff
PEMEL	Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse
PtG, P2G	Power-to-Gas
SNG	Synthetisches Erdgas (Substitute Natural Gas)

I. EINLEITUNG

Um die weltweite Klimaerwärmung gemäß dem Pariser Klimaschutzabkommen auf deutlich unter 2 K gegenüber vorindustriellen Werten bis zum Jahr 2050 zu begrenzen, muss der Ausstoß klimaschädlicher Treibhausgase und somit vor allem von Kohlenstoffdioxid (CO₂) massiv verringert werden [2]. Dieses Ziel kann nur durch den Übergang von der bisherigen Energieversorgung mit fossilen Energieträgern hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung aus erneuerbaren Energien erreicht werden. Unabhängig davon ist die Menge fossiler Energieressourcen ohnehin begrenzt und es bedarf auch daher einer Erschließung neuer Ressourcen. Im Einklang mit dem Übereinkommen von Paris wird angestrebt, einen Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch von 75 % und am Stromverbrauch von 97 % in der Europäischen Union bis 2050 zu erreichen [3]. Durch den dazu notwendigen Ausbau der erneuerbaren Energien wird auch die Energieversorgung in der Bundesrepublik Deutschland vor neue Herausforderungen gestellt. Zum einen führt der zunehmende Einsatz von Windkraft- und Photovoltaikanlagen zu einer zeitlich fluktuierenden Erzeugung elektrischer Energie, die dadurch vermehrt weder zeitlich noch räumlich mit dem Energieverbrauch übereinstimmt. Dies stellt eine Herausforderung für die Gewährleistung der Stabilität der Energieübertragung sowie der Energieverfügbarkeit und damit der Energieversorgungssicherheit dar. Das elektrische Energiesystem muss so ausgelegt sein, dass eine Balance zwischen Energieerzeugung und -verbrauch besteht [4]. Somit wird es zukünftig nötig sein, mehr Energie durch Übertragungsnetze weiträumiger zu verteilen und für eine verzögerte Nutzung in Energiespeichern bereitzuhalten. Zudem besteht die Möglichkeit einer erzeugungsabhängigen Anpassung des Verbrauchs.

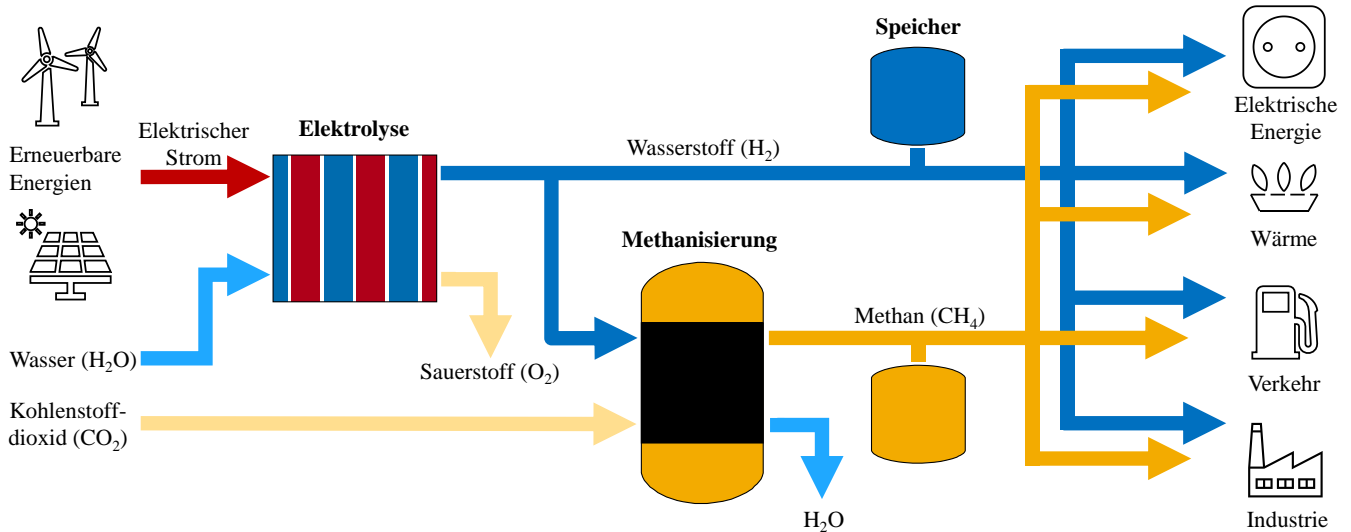


ABBILDUNG 1: DARSTELLUNG DES POWER-TO-GAS-KONZEPTS.

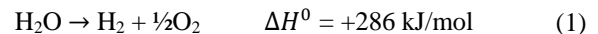
Ein Großteil der Energie aus erneuerbaren Energien wird zukünftig als elektrische Energie zur Verfügung stehen. Zum anderen wird es, um das angestrebte Ziel zu erreichen, notwendig sein, die Erzeugung elektrischer Energie mit den Verbrauchssektoren Wärme, Verkehr und Industrie zu koppeln [5]. Einen integralen Beitrag zur Bewältigung dieser Herausforderungen liefert das Konzept von Power-to-Gas (PtG) [6]. Dazu wurde 2020 von der Bundesregierung die Nationale Wasserstoffstrategie verabschiedet, welche den Aufbau einer kompletten Wasserstoffinfrastruktur verfolgt [7]. Um die Entwicklung dieser Technologie voranzutreiben, entstand ein innovativer Ansatz an der Professur für Elektrische Energiesysteme, der im Rahmen des Projekts „Entwicklung und Test von elektrisch steuerbaren Membraneinheiten in Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzellen und Elektrolyseuren mit interner Methanisierung im Auslasskanal“ (StBZuEL) wissenschaftlich untersucht wird.

II. DAS KONZEPT: POWER-TO-GAS

Mit Power-to-Gas wird ein technologisches Konzept zur Speicherung elektrischer Energie in Form von chemischer Energie als energiereiche Gase wie Wasserstoff (H_2) und Methan (CH_4) beschrieben (siehe ABBILDUNG 1), die sich langfristig und in großen Mengen speichern lassen [8]. Zur Erzeugung von Methan oder einem methanreichen Gas ist ein weiterer Reaktionsschritt, die sogenannte Methanisierung von H_2 mit einer Kohlenstoffquelle, notwendig. Dieses methanreiche Gas wird auch als synthetisches Erdgas (SNG) bezeichnet, da sich Erdgas ebenfalls hauptsächlich aus Methan zusammensetzt. Werden zur Elektrolyse erneuerbare Energien eingesetzt, findet sich auch die Bezeichnung „grüner“ Wasserstoff und die erzeugten Gase können als EE-Gase bezeichnet werden. Power-to-Gas reiht sich damit in die sogenannten Power-to-X-Konzepte ein. Diese beschreiben alle die strombasierte Herstellung von stofflichen Energieträgern, wobei den ersten Schritt immer die Elektrolyse von Wasser bildet. Eine Ausnahme stellt das Power-to-Heat-Konzept dar, welches Technologien zusammenfasst, bei denen mittels elektrischer Energie Wärme erzeugt wird.

III. ERSTER SCHRITT: WASSERELEKTROLYSE

Wasserstoff wird durch die elektrochemische Spaltung (Elektrolyse) von Wasser (H_2O) mit elektrischem Strom erzeugt, wobei als Nebenprodukt Sauerstoff (O_2) entsteht. Die Wasserelektrolyse wird durch folgende chemische Gleichung beschrieben:



Es handelt es sich dabei um einen endothermen Prozess. Die Reaktionsenthalpie ΔH^0 von 286 kJ/mol setzt sich bei der Elektrolyse aus einem elektrischen und einem thermischen Anteil zusammen. Sie entspricht dem Brennwert H_{S,H_2} von 3,5 kWh/m³ [9]. Mit zunehmender Temperatur verringert sich die aufzubringende elektrische Energie. Zur Wasserelektrolyse in Elektrolyseuren sind drei Technologien für PtG von Bedeutung:

- Alkalische Elektrolyse (AEL)
- Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL)
- Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL)

In TABELLE I wird der Energieaufwand η_P der Elektrolyse pro Kubikmeter H_2 und die Energieausbeute η_H nach Gleichung (2) für die genannten Technologien gegenübergestellt. Die Energieausbeute η_H ist bezogen auf Brennwert H_{S,H_2} bzw. auf den Heizwert H_{I,H_2} von 3 kWh/m³ bei der HTEL, wobei der Energiebedarf zur Dampferzeugung nicht berücksichtigt wird. Schematisch sind diese Technologien in ABBILDUNG 2 dargestellt.

$$\eta_H = \frac{H_{I,S,H_2}}{\eta_P} \quad (2)$$

TABELLE I: SPEZIFISCHER ENERGIEVERBRAUCH η_P UND ENERGIEAUSBEUTE η_H VON ELEKTROLYSE-TECHNOLOGIEN.

	AEL	PEMEL	HTEL
Energieaufwand η_P der Elektrolyse in kWh/m ³ [10]	4,7	4,9	3,8
Energieausbeute η_H in % (H_{I,S,H_2})	75	72	79

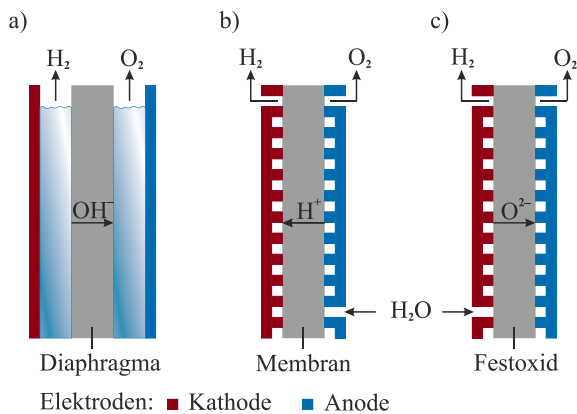


ABBILDUNG 2: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG VON ELEKTROLYSE-TECHNOLOGIEN: A) ALKALISCHE ELEKTROLYSE, B) POLYMER-ELEKTROLYT-MEMBRAN-ELEKTROLYSE UND C) HOCHTEMPERATUR-ELEKTROLYSE.

A. Alkalische Elektrolyse (AEL)

Ein seit Jahrzehnten eingesetztes Verfahren ist die alkalische Elektrolyse, die mit einem flüssigen Elektrolyten aus wässriger alkalischer Lösung mit Kalium- oder Natriumhydroxid arbeitet. Zur Trennung des entstehenden Wasserstoffs und Sauerstoffs befindet sich im Elektrolyten zwischen den Elektroden ein poröser Separator (Diaphragma). Dieser ist durchlässig für Hydroxidionen (OH⁻), welche für den Ladungstransport zuständig sind. Alkalische Elektrolyseure können in einem Bereich zwischen 20 % und 100 % ihrer Nennleistung betrieben werden, zudem ist ein kurzzeitiger Betrieb bis 150 % möglich [11]. Obwohl die Teillastfähigkeit im Vergleich zu PEM-Elektrolyseuren etwas eingeschränkter ist, eignet sich dieser weite Betriebsbereich für PtG mit einer intermittierenden und fluktuierenden Energieversorgung. Allerdings kann sich der Betrieb mit einer solchen Energieversorgung als problematisch erweisen, wie Gahleitner berichtet [12]. So kann unter anderem ein Kaltstart bis zu einer Stunde dauern [13]. Obwohl alkalische Elektrolyseure über eine lange Lebensdauer von bis zu 30 Jahren verfügen, ist ihr Betrieb mit erhöhten Wartungskosten verbunden, da es sich um ein korrosives System handelt [14].

B. Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL)

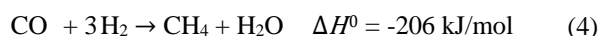
Neuere Entwicklungen mit einem festen Elektrolyten sind die PEM-Elektrolyse und Festoxid-Elektrolyse. Bei der PEM-Elektrolyse wird die Leitfähigkeit von Protonen (H⁺) bzw. Oxonium (H₃O⁺) von Membranen aus speziellen Polymeren (Kunststoffe) genutzt. Es handelt sich dabei um Copolymere mit ionischen Gruppen. Der bekannteste Vertreter ist Nafion® des Herstellers DuPont. PEM-Elektrolyseure weisen einen weiten Betriebsbereich zwischen 5 bis 100 % der Nennleistung auf, mit einem Überlastbereich von zum Teil mehr als 200 % [15]. Zudem zeigen sie ein schnelleres Kaltstart- und Lastwechselverhalten im Vergleich zu anderen Technologien. Durch das dynamische Betriebsverhalten ist eine hohe Kompatibilität zu einer intermittierenden und fluktuierenden Energieversorgung gegeben [11]. Die Betriebstemperatur bewegt sich typischerweise in einem moderaten Bereich von 50 bis 80 °C, ähnlich dem der alkalischen Elektrolyse [16].

C. Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL)

Die jüngste Technologie zur Elektrolyse, die Hochtemperatur-Elektrolyse mit festem Elektrolyten, befindet sich noch im Forschungsstadium. Ein großer Vorteil ist, dass aufgrund der hohen Temperatur weniger elektrische Energie zur Elektrolyse benötigt wird. Ein Teil der notwendigen Reaktionsenthalpie ΔH^0 wird durch Wärmeenergie bereitgestellt. Dies ist besonders interessant, wenn eine äußere Wärmequelle vorhanden ist. Bei der HTEL nutzt man die Leitfähigkeit von Sauerstoffionen (O²⁻) bestimmter Oxidkeramiken bei hohen Temperaturen aus. Daher werden die entsprechenden Elektrolyseure zumeist als Festoxid-Elektrolyseure bezeichnet. Das gebräuchlichste Material ist Zirkoniumdioxid (ZrO₂), das mit Yttriumoxid (Y₂O₃) dotiert ist. Die Betriebstemperatur von Festoxid-Elektrolyseuren bewegt sich im Bereich von 600 bis 850 °C, in der die hohe Ionenleitfähigkeit zur Verfügung steht [17]. Die Lebensdauer ist bisher wesentlich geringer im Vergleich zu anderen Technologien. Gründe für die schnelle Degradation sind strukturelle Änderungen im Elektrolyten und Deaktivierung der Elektroden, bedingt durch die hohen Temperaturen. Die Zyklenfestigkeit bei intermittierendem Betrieb von derartigen Elektrolyseuren ist bisher gering. Sie müssen sehr langsam hoch- und heruntergefahren werden, da sonst Temperaturgradienten auftreten, die mechanische Spannungen verursachen, was zu Mikrorissen führen kann [15]. Im europäischen Forschungsprojekt HELMETH wurde seit 2014 an einer neuen technologischen Umsetzung von PtG gearbeitet. Wasserdampf, der zur HTEL benötigt wird, wurde dabei durch Siedekühlung der nachgeschalteten Methanisierung erzeugt. Durch die thermische Kopplung zwischen HTEL und Methanisierung konnte in der Demonstrationsanlage ein Wirkungsgrad von 76 % erreicht werden [18].

IV. ZWEITER SCHRITT: METHANISIERUNG

In einem nächsten Reaktionsschritt, der sogenannten Methanisierung, kann der elektrolytisch erzeugte Wasserstoff mit Kohlenstoffdioxid oder Kohlenstoffmonoxid (CO) zu Methan oder einem methanreichen Gas reagiert werden. Das bei der konventionellen Verbrennung von Kohlenwasserstoffen anfallende Abfallprodukt CO₂ wird auf diesem Wege in einen klimafreundlichen Kreislauf zurückgeführt. Die in Gleichungen (3) und (4) dargestellten Reaktionen zur Methanisierung werden auch als Sabatier-Prozess bezeichnet.



Bei den Methanisierungsreaktionen handelt es sich um stark exotherme Reaktionen, das heißt um Reaktionen, die unter Abgabe von Wärme ablaufen. Thermodynamisch sind dadurch die Reaktionen zur Bildung von Methan bei niedrigen Temperaturen begünstigt, jedoch sind die Reaktionsgeschwindigkeiten in diesem Fall niedrig [19]. Nach dem Prinzip von Le Chatelier fördert ein höherer Druck die Reaktionen, da diese unter Volumenkontraktion verlaufen. Das thermodynamische Gleichgewicht verschiebt sich bei Druckerhöhung zur Produktseite und ermöglicht damit einen höheren Umsatz zu Methan. Im Vergleich zur Verwendung von Kohlenstoffmonoxid ist die Methanisierung mit CO₂ hoch selektiv und Methan ist normalerweise der einzig gebildete Kohlenwasserstoff [20]. Zudem ist die Aktivierungsenergie

der CO₂-Methanisierung meistens geringer und die Reaktionsrate unter ähnlichen Bedingungen höher [21]. Der theoretisch maximale Wirkungsgrad η_{M,CO_2} der CO₂-Methanisierung bei vollständigem Umsatz ergibt sich nach folgender Gleichung:

$$\eta_{M,CO_2} = \frac{H_{I,S,CH_4}}{4 \cdot H_{I,S,H_2}} \quad (5)$$

Mit einem Brennwert H_{S,CH_4} von 11 kWh/m³ für Methan beläuft sich der maximale Wirkungsgrad η_{M,CO_2} auf 78 %. Bezieht man den Wirkungsgrad auf den Heizwert H_{I,CH_4} mit 10 kWh/m³ für Methan ergeben sich 84 % [9]. Bedingt durch die exotherme Reaktion wird der Rest als Wärme abgegeben.

A. Katalytische Methanisierung

Signifikante Ausbeuten an CH₄ sind konventionell nur mit Hilfe von Katalysatoren bei erhöhten Temperaturen zu erreichen. Meist werden stöchiometrische Verhältnisse von CO₂ zu H₂ um 1 : 4 verwendet, da bei geringeren Verhältnissen die Neigung zu Produkten mit größerer Molekularmasse zunimmt [22]. Die Methanisierung wird technisch mit festen Katalysatoren, d.h. mittels heterogener Katalyse, in Reaktoren durchgeführt. Für die Methanisierung werden unterschiedliche Reaktortypen erforscht (siehe ABBILDUNG 3), dabei handelt es sich vor allem um:

- Festbettreaktor
- Wirbelschichtreaktor
- Wabenreaktor
- Blasensäulenreaktor

Die Reaktoren arbeiten üblicherweise bei Temperaturen im Bereich von 200 bis 550 °C. Da es sich um stark exotherme Reaktionen handelt, muss die entstehende Reaktionswärme effizient abgeführt werden [23]. Deshalb liegt ein Fokus bei der Reaktorentwicklung auf dem Temperaturmanagement. Dabei unterscheiden sich die Lösungsansätze je nach Reaktortyp [8].

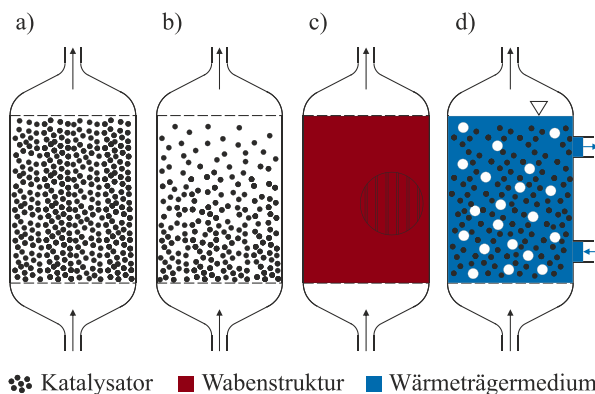


ABBILDUNG 3: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG VON REAKTORTYPEN: A) FESTBETTREAKTOR, B) WIRBELSCHICHTREAKTOR, C) WABENREAKTOR UND D) BLASENSÄULENREAKTOR.

Als Katalysatoren eignen sich Übergangsmetalle der Eisen-Platin-Gruppe. Der Katalysator befindet sich fein verteilt auf einem Trägermaterial. Die Trägermaterialien weisen eine hohe Porosität auf, um eine große Oberfläche für die Reaktion am Katalysator bereitzustellen. Ein hoher

Umsatz wird nur durch die Kombination aus Katalysator und Trägermaterial erreicht. Am häufigsten wird als Katalysator Nickel in Kombination mit Aluminiumoxid als Trägermaterial eingesetzt, da das Metall eine hohe Aktivität zur Methanisierung von CO₂ aufweist und preiswert ist [24].

1) Festbettreaktor

In Festbettreaktoren liegt der Katalysator in Form einer festen granularen Schüttung vor. Das Reaktorbett ist sehr kompakt. Dadurch bedingt muss eine gute Wärmeabfuhr aus dem Katalysator gewährleistet werden, da sich sonst lokale Temperaturspitzen im Katalysator bilden können, die zu dessen Deaktivierung führen. Verfahren zur Herstellung von SNG aus der Kohlevergasung wurden bereits vor Jahrzehnten entwickelt. Eine intensive Entwicklung fand ab den 1970er Jahren vor dem Hintergrund der Ölkrise statt. In diesen Verfahren werden mehrere Festbettreaktoren in einer Kaskade betrieben. Zur Wärmeabfuhr wird das Gas zwischen den Reaktorstufen gekühlt und teilweise rezirkuliert [25].

2) Wirbelschichtreaktor

In diesem Zeitraum wurden ebenfalls Verfahren entwickelt, die Wirbelschichtreaktoren einsetzen. In Wirbelschichtreaktoren werden die Katalysatorpartikel durch den eintretenden Gasstrom aufgewirbelt, d.h. fluidisiert. Zur Temperaturregulierung befinden sich in diesen Reaktoren Wärmetauscher. Dies ermöglicht eine gute Wärmeabfuhr und führt zu einer nahezu isothermen Temperaturverteilung in Reaktor und Katalysator. Um die Katalysatorpartikel zu fluidisieren, ist jedoch ein bestimmter Gasstrom notwendig, was den Betriebsbereich einschränkt. Hinzu kommt, dass die Partikelbewegung zu Abrasion des Katalysators und Reaktors führt [8].

3) Wabenreaktor

Eine neuere Entwicklung sind Wabenreaktoren, die einen strukturierten Katalysatorträger, typischerweise aus Keramik, aufweisen. Diese Form wird seit Jahrzehnten standardmäßig als Abgaskatalysator für Kraftfahrzeuge eingesetzt. Als vorteilhaft wird deren Fähigkeit zur Wärmespeicherung, bei einem intermittierenden Betrieb in PtG-Anlagen, eingeschätzt [26].

4) Blasensäulenreaktor

Blasensäulenreaktoren verfügen, neben den bisher besprochenen Reaktortypen mit zwei Phasen, über eine zusätzliche flüssige Phase und werden deshalb auch als Drei-Phasen-Reaktoren kategorisiert. Die flüssige Phase dient als Wärmeträgermedium. Gleichzeitig sind die Katalysatorpartikel in ihr dispergiert. Durch die flüssige Phase wird eine sehr gute Wärmeabfuhr der exothermen Reaktion gewährleistet und ein isothermes Temperaturprofil des Reaktors erreicht. Jedoch schränkt die zusätzliche flüssige Phase den Stofftransport zwischen Katalysator und den Reaktionsgasen ein, was den Stoffumsatz verringert [8]. Problematisch ist zudem ein mögliches Verdampfen oder thermisches Zersetzen des Wärmeträgermediums [27].

B. Biologische Methanisierung

Neben der technisch katalytischen Methanisierung wird die Ausnutzung von biologischen Stoffwechselprozessen bestimmter Mikroorganismen erforscht. Bei der sogenannten Methanogenese werden Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid anaerob zu Methan umgewandelt. Diese speziellen Stoffwechselprozesse laufen im mesophilen (20 – 45 °C) bzw. thermophilen (45 – 80 °C) Temperaturbereich ab, wodurch keine aufwändige Wärmeabfuhr im Vergleich zur

katalytischen Methanisierung notwendig ist. Seit 2015 speist erstmals eine PtG-Demonstrationsanlage mit biologischer Methanisierung in Allendorf (Eder) in das öffentliche Erdgasnetz ein [28].

C. CO₂-Quellen

Das zur Methanisierung notwendige CO₂ kann von verschiedenen Quellen entnommen werden, diese lassen sich wie folgt einteilen:

- Atmosphärische Quelle
- Fossile Quellen
- Biogene Quellen

Kohlenstoffdioxid kann direkt der Luft entnommen werden. Die weltweite Konzentration in der Erdatmosphäre betrug 2019 über 400 ppm (0,04 Vol.-%) [29]. Dort trägt es über die Reflexion von Wärmestrahlung zurück auf die Erdoberfläche zum Treibhauseffekt und damit maßgeblich zur globalen Klimaerwärmung bei. Weiterhin kann CO₂ den Rauchgasen fossiler Verbrennungsprozesse entnommen werden, welche größtenteils für den Anstieg der CO₂-Konzentration in der Erdatmosphäre verantwortlich sind. Ebenso können biogene Umwandlungsprozesse als Quelle von CO₂ dienen. Das in Biogasanlagen erzeugte Biogas besteht gewöhnlich aus 50 bis 65 % Methan und zu 35 bis 50 % aus CO₂ [30]. Um das Biogas als Biomethan bzw. SNG in das öffentliche Gasnetz einspeisen zu können, muss das CO₂ entfernt werden. Oftmals wird das erzeugte Biogas jedoch direkt in einem angeschlossenen Blockheizkraftwerk (BHKW) verstromt. In diesem Fall kann CO₂ nach der Verbrennung des Biogases aus den Rauchgasen abgeschieden werden. Die Abtrennung von CO₂ aus Luft, Rauchgasen oder Biogas kann durch verschiedenste Verfahren erfolgen. Diese beruhen beispielweise bei der sogenannten Aminwäsche auf der chemischen Absorption von CO₂ an gelösten Aminverbindungen, mit denen es reversibel reagiert. Die Regeneration der Aminlösung erfolgt bei erhöhten Temperaturen unter Abtrennung des gebundenen CO₂ [31].

V. POWER-TO-GAS-ANLAGEN

Zur technischen Umsetzung des PtG-Konzepts verfügen PtG-Anlagen, zusätzlich zu den bereits genannten, über weitere Bestandteile, wobei die wesentlichen folgend aufgeführt sind [32]:

- Elektrische Versorgungseinheit
- Elektrolyseur inklusive Nebenaggregate
- Optionaler Methanisierungsreaktor
- Verdichter
- Speicher
- Einspeiseanlage

Die elektrische Versorgungseinheit dient der Anpassung der elektrischen Größen Strom und Spannung des elektrischen Versorgungsnetzes an die Anforderungen des Elektrolyseurs. Der grundlegende topologische Aufbau sieht eine Spannungsstellung mit einem Transformator vor. Darauf folgt eine Gleichrichtung des Wechselstroms aus dem Versorgungsnetz mit einem Gleichrichter. Der Elektrolyseur besitzt zur Versorgung mit deionisiertem

Wasser eine Wasseraufbereitungsanlage mit Speisewassertank. Aus dem Wasser werden in diesen Anlagen nahezu alle Fremdbestandteile mit Ionentauscher- oder Umkehrosmoseeinheiten entfernt. Mit einem Kühlsystem wird die optimale Betriebstemperatur der Elektrolyse eingestellt. Der erzeugte Wasserstoff verlässt den Elektrolyseur gesättigt mit Wasserdampf oder als Aerosol. Wasser wird dann in einem Flüssigkeitsabscheider und Gastrockner aus dem Wasserstoff entfernt. Der in Elektrolyseuren erzeugte Wasserstoff wird im Allgemeinen zunächst zwischengespeichert, bevor er in einem separaten Reaktor zur Methanisierung genutzt wird [33]. Die Zwischenspeicherung ist notwendig, da die Reaktoren zur Methanisierung nur für einen begrenzten Betriebsbereich ausgelegt werden können. Die Reaktoren können im Vergleich zur Elektrolyse typischerweise weniger dynamisch auf Schwankungen reagieren und den Schwankungen sind engere Grenzen gesetzt [11, 33]. Mit der Zwischenspeicherung erreicht man die Anpassung an die Anforderungen einer fluktuierenden Energieerzeugung. Dadurch erhöht sich der apparative Aufwand und die Systemeffizienz wird auch durch eine oftmals erforderliche Kompressionsstufe verringert. Abhängig von der Aufnahmeleistung eines Gasnetzes am Einspeisepunkt und der Gasproduktion kann eine weitere Zwischenspeicherung des EE-Gases erforderlich sein. Ein Verdichter kann notwendig sein, um einerseits das EE-Gas für eine Zwischenspeicherung zu komprimieren und andererseits den Einspeisedruck eines Netzes, wie zum Beispiel des Erdgasnetzes, aufzubauen. Die Einspeiseanlage verfügt über entsprechende Mess- und Regelungstechnik zur Erzeugung eines homogenen Gasgemisches [32].

VI. SPEICHERUNG & VERTEILUNG

Der erzeugte Wasserstoff kann lokal in Druckspeichern, Methallhydridspeichern oder Flüssigspeichern eingelagert werden. Für stationäre Anwendungen ist die Speicherung in Druckgasbehältern bereits technisch erprobt. Für große Anlagen bietet sich die Speicherung in unterirdischen Kavernen an. Eine Einspeisung von H₂ in das bestehende Erdgasnetz ist nur zu einem geringen Anteil zulässig. Der Anteil variiert z.B. je nach angeschlossenen Gaskunden. Er liegt bei der Einspeisung von Biogas in das öffentliche Gasversorgungsnetz bei max. 5 Vol.-% [34]. Neuere Untersuchungen legen nahe, dass höhere Wasserstoffanteile im Erdgasnetz technisch verträglich sind [35]. Im Gegensatz dazu kann erzeugtes SNG unbegrenzt in die bereits existierende Erdgasinfrastruktur oder in Erdgasspeicher eingespeist werden, da Methan den Hauptbestandteil von Erdgas bildet. Die Einspeisung ist im Allgemeinen an beliebigen Punkten des Erdgasverteilnetzes möglich. Auf Grund infrastruktureller Gegebenheiten, wie Gasmesssystemen, bietet sich jedoch eine Einspeisung in Gebiete von Anlagen zur Gasversorgung und Anlagen mit Gasverbrauch an. Die enorme Speicherkapazität der Erdgasinfrastruktur in Verbindung mit den vorhandenen Erdgasspeichern in der Bundesrepublik Deutschland von rund 220 TWh ermöglicht zugleich eine langfristige Speicherung großer Energiemengen [36].

VII. NUTZUNG

Die durch PtG erzeugten EE-Gase sind geeignet, um folgende Verbrauchssektoren zu bedienen:

- Elektrische Energie
- Wärme
- Verkehr
- Industrie

A. Elektrische Energie & Wärme

Um einen möglichst hohen Wirkungsgrad bei der Rückverstromung zu erhalten, sollte die entstehende Abwärme ausgenutzt werden. Dies kann durch Kraft-Wärme-Kopplung gewährleistet werden. Dadurch können aus den EE-Gasen wieder elektrische Energie aber auch Wärmeenergie gewonnen werden. Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung sind beispielsweise Blockheizkraftwerke und Gas- und Dampf-Kraftwerke (GuD-Kraftwerke). Die EE-Gase werden für Gasmotoren bzw. Gas- und Dampfturbinen genutzt, um damit Generatoren zur elektrischen Energieerzeugung anzutreiben. Neben der Kraft-Wärme-Kopplung besteht auch die Möglichkeit einer direkten Rückverstromung von Wasserstoff. In dem zur Wasserelektrolyse entgegengesetzten Prozess kann in Brennstoffzellen direkt elektrischer Strom aus Wasserstoff und Sauerstoff bzw. Luft erzeugt werden. Wichtige Technologien, die fortwährend erforscht werden, sind vor allem PEM- und Festoxid-Brennstoffzellen. Die erzeugte Abwärme aus der Rückverstromung kann in lokalen Wärmenetzen verteilt oder bei entsprechendem Temperaturniveau als Prozesswärme genutzt werden. Neben der Bereitstellung des EE-Gases als Treibstoff für den Verkehrssektor oder Einspeisung in das Erdgasnetz existieren bereits Konzepte integrierter PtG-Anlagen, die über eine anlageneigene Gasspeicherung in Drucktanks oder Kavernen verfügen. Diese wandeln im Bedarfsfall das zwischengespeicherte EE-Gas wieder in elektrische Energie um [37, 38].

B. Verkehr

Analog zur stationären Anwendung der EE-Gase können diese auch für den Verkehrssektor eingesetzt werden (Power-to-Fuels) und hier als Treibstoff für Automobile, Flugzeuge und Schiffe dienen. Wasserstoff aus erneuerbaren Energien kann einen wichtigen Bestandteil einer zukünftig nachhaltigen Mobilität bieten. Dazu kann der Wasserstoff in Brennstoffzellen-Fahrzeugen direkt rückverstromt werden, um einen Elektromotor anzutreiben. Für diesen Einsatz werden gewöhnlich PEM-Brennstoffzellen in Verbindung mit Drucktanks zur Wasserstoffspeicherung eingesetzt. Die Drucktanks werden bis zu einem Druck von etwa 700 bar gefüllt, dazu muss der Wasserstoff zuvor stark komprimiert werden. SNG eignet sich als Treibstoff für Erdgasfahrzeuge mit Gasmotoren. Durch die Einspeisung von SNG in die bereits existierende Erdgasinfrastruktur können Erdgastankstellen weiterhin versorgt werden. Dort wird das SNG auf 200 bar komprimiert und als CNG (Compressed Natural Gas) bezeichnet.

C. Industrie

Die Stahlproduktion verursacht bisher rund ein Drittel der Treibhausgasemissionen der deutschen Industrie. Zur Dekarbonisierung dieses Industriesektors soll zukünftig EE-Gas, vor allem Wasserstoff, eingesetzt werden, da die

Stahlherstellung nicht elektrifiziert werden kann. In der chemischen Industrie können EE-Gase aus PtG zur Herstellung chemischer Rohstoffe eingesetzt werden. Bisher wird benötigter H_2 vornehmlich durch Dampfreformierung aus Erdgas erzeugt [39]. Durch nachgeschaltete Prozessschritte können daraus verschiedene chemische Grundstoffe (Power-to-Chemicals) wie z.B. Ammoniak, Ethylen und Propylen erzeugt werden, die wiederum als Ausgangsstoffe für eine Vielzahl von Folgeprodukten dienen [40].

VIII. AUSBLICK

Die Forschung im Bereich Power-to-Gas konzentriert sich derzeit darauf, technologische Fortschritte bei Elektrolyse und Methanisierung zu erzielen. Es wird versucht, den Wirkungsgrad von PtG-Anlagen, insbesondere der Elektrolyse, weiter zu erhöhen und die Investitionsausgaben zu senken. Im Bereich der Methanisierung wird daran gearbeitet, neue Katalysatoren und Reaktoren, die den Erfordernissen von PtG gerecht werden und Verfahren, die an eine fluktuierende Wasserstoffherzeugung angepasst sind, zu entwickeln [26]. Im Rahmen des Projektes „StBZuEL“ sollen die Elektrolyse und Methanisierung direkt miteinander gekoppelt werden, so dass eine Zwischenspeicherung von H_2 entfällt und Temperatursynergien genutzt werden können. Dies senkt den apparativen Aufwand und sollte somit zu verringerten Investitionskosten führen. Zur Erforschung und weiteren Entwicklung von PtG werden derzeit eine Reihe von Demonstrationsprojekten mit unterschiedlichen Technologien betrieben und untersucht [41]. Momentan behindern regulatorische und marktliche Rahmenbedingungen den wirtschaftlichen Betrieb von PtG-Anlagen [10, 42]. Der Einsatz von PtG kann zum Ausgleich von Fluktuationen einer zukünftig überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen gespeisten Energieversorgung dienen und somit einen großen Anteil zum Gelingen der Energiewende leisten, hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung. Durch den Ausbau der Speicherleistung mit PtG-Systemen kann der Anteil erneuerbarer Energien stetig erweitert werden, ohne dass wie bisher bei Netzengpässen, überwiegend Windkraftanlagen abgeregelt werden müssen. Im Jahr 2019 wurden etwa 6,5 TWh aus erneuerbaren Energien im Rahmen von Einspeisemanagement-Maßnahmen abgeregelt, was zu geschätzten Entschädigungsansprüchen der Anlagenbetreiber von rund 700 Millionen Euro führte [43]. Allerdings sollte ein zukünftiges Energieversorgungssystem so ausgelegt sein, dass der Bedarf zur langfristigen Speicherung von Energie zur Rückverstromung möglichst gering ausfällt [6]. Weitere Vorteile von PtG sind einerseits die verringerte Notwendigkeit für die Verbrennung fossiler Rohstoffe und andererseits die Möglichkeit, dass dadurch entstehende CO_2 in einen Kreislauf zurückzuführen, was erheblich zur verminderten Anreicherung von Treibhausgasen in der Atmosphäre und damit zur Begrenzung der Klimaerwärmung führt. Durch den Aufbau einer nachhaltigen Energiewirtschaft, in der die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien mit den Verbrauchssektoren Wärme, Verkehr und Industrie gekoppelt ist, wird es möglich auch diese Sektoren zu dekarbonisieren und die Abhängigkeit von Importen fossiler Energieträger zu verringern.

LITERATUR

- [1] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., *Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/20200914_D_Stromerzeugung1991-2019.pdf (Zugriff am: 12. November 2020).
- [2] B. Adler, *Moderne Energiesysteme – ein Beitrag zur Energiewende*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2019.
- [3] Europäische Kommission, „Energiefahrplan 2050“, Brüssel, 15. Dez. 2011. [Online]. Verfügbar unter: [www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009_2014/documents/com/com_com\(2011\)0885_/com_com\(2011\)0885_de.pdf](http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009_2014/documents/com/com_com(2011)0885_/com_com(2011)0885_de.pdf). Zugriff am: 12. November 2020.
- [4] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013.
- [5] J. Töppler und J. Lehmann, Hg., *Wasserstoff und Brennstoffzelle*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017.
- [6] G. Brauner, *Energiesysteme: regenerativ und dezentral: Strategien für die Energiewende*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2016.
- [7] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Nationales Reformprogramm 2020 - Die Nationale Wasserstoffstrategie“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmbf.de/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf>. Zugriff am: 12. November 2020.
- [8] M. Lehner, R. Tichler, H. Steinmüller und M. Koppe, *Power-to-Gas: Technology and Business Models*. Cham: Springer International Publishing, 2014.
- [9] P. Kurzweil und O. K. Dietmeier, *Elektrochemische Speicher*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2018.
- [10] T. Smolinka et al., „Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und -Wärme“, Berlin, 2018.
- [11] M. Götz et al., „Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review“, *Renewable Energy*, Jg. 85, S. 1371–1390, 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.07.066.
- [12] G. Gahleitner, „Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications“, *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 38, Nr. 5, S. 2039–2061, 2013, doi: 10.1016/j.ijhydene.2012.12.010.
- [13] Ø. Ulleberg, T. Nakken und A. Eté, „The wind/hydrogen demonstration system at Utsira in Norway: Evaluation of system performance using operational data and updated hydrogen energy system modeling tools“, *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 35, Nr. 5, S. 1841–1852, 2010, doi: 10.1016/j.ijhydene.2009.10.077.
- [14] F. Graf, M. Götz, T. Schaaf und R. Tichler, „Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten Teilprojekte B-D Abschlussbericht“, 2014.
- [15] T. Smolinka, E. T. Ojong und J. Garche, „Hydrogen Production from Renewable Energies—Electrolyzer Technologies“ in *Electrochemical energy storage for renewable sources and grid balancing*, J. Garche, P. T. Moseley und P. Adelmann, Hg., Amsterdam, Netherlands: Elsevier, 2015, S. 103–128, doi: 10.1016/B978-0-444-62616-5.00008-5.
- [16] M. Carmo, D. L. Fritz, J. Mergel und D. Stolten, „A comprehensive review on PEM water electrolysis“, *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 38, Nr. 12, S. 4901–4934, 2013, doi: 10.1016/j.ijhydene.2013.01.151.
- [17] G. G. Tao, „A Reversible Planar Solid Oxide Fuel-Fed Electrolysis Cell and Solid Oxide Fuel Cell for Hydrogen and Electricity Production Operating on Natural Gas/Biomass Fuels“, Salt Lake City, 2007.
- [18] Karlsruher Institut für Technologie, *Power-to-Gas mit hohem Wirkungsgrad*, 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.kit.edu/downloads/pi/KIT_PI_2018_009_Power-to-Gas%20mit%20hohem%20Wirkungsgrad.pdf
- [19] K. R. Thampi, J. Kiwi und M. Grätzel, „Methanation and photo-methanation of carbon dioxide at room temperature and atmospheric pressure“, *Nature*, Jg. 327, Nr. 6122, S. 506–508, 1987, doi: 10.1038/327506a0.
- [20] S.-I. Fujita und N. Takezawa, „Difference in the selectivity of CO and CO₂ methanation reactions“, *Chemical Engineering Journal*, Jg. 68, Nr. 1, S. 63–68, 1997, doi: 10.1016/S1385-8947(97)00074-0.
- [21] M. A. Henderson und S. D. Worley, „An infrared study of the hydrogenation of carbon dioxide on supported rhodium catalysts“, *J. Phys. Chem.*, Jg. 89, Nr. 8, S. 1417–1423, 1985, doi: 10.1021/j100254a023.
- [22] E. Baraj, S. Vagaský, T. Hlinčík, K. Ciahotný und V. Tekáč, „Reaction mechanisms of carbon dioxide methanation“, *Chemical Papers*, Jg. 70, Nr. 4, S. 395–403, 2016, doi: 10.1515/chempap-2015-0216.
- [23] T. Schaaf, J. Grünig, M. R. Schuster, T. Rothenfluh und A. Orth, „Methanation of CO₂ - storage of renewable energy in a gas distribution system“, *Energy, Sustainability and Society*, Jg. 4, Nr. 1, S. 2, 2014, doi: 10.1186/s13705-014-0029-1.
- [24] I. Fechete und J. C. Vadrine, „Nanoporous materials as new engineered catalysts for the synthesis of green fuels“, *Molecules*, Jg. 20, Nr. 4, S. 5638–5666, 2015, doi: 10.3390/molecules20045638.
- [25] J. Kopyscinski, T. J. Schildhauer und S. M.A. Biollaz, „Production of synthetic natural gas (SNG) from coal and dry biomass – A technology review from 1950 to 2009“, *Fuel*, Jg. 89, Nr. 8, S. 1763–1783, 2010, doi: 10.1016/j.fuel.2010.01.027.
- [26] M. Lehner, P. Biegger und A. R. Medved, „Power-to-Gas: Die Rolle der chemischen Speicherung in einem Energiesystem mit hohen Anteilen an erneuerbarer Energie“, *Elektrotech. Inftech.*, Jg. 134, Nr. 3, S. 246–251, 2017, doi: 10.1007/s00502-017-0502-6.
- [27] J. Lefebvre, M. Götz, S. Bajohr, R. Reimert und T. Kolb, „Improvement of three-phase methanation reactor performance for steady-state and transient operation“, *Fuel Processing Technology*, Jg. 132, S. 83–90, 2015, doi: 10.1016/j.fuproc.2014.10.040.
- [28] J. Schmidt und T. Heller, „Power-to-Gas-Anlage in Betrieb genommen“, *Moderne Gebäudetechnik*, S. 48–49, 2015.
- [29] M. Ades et al., „Global Climate“, *Bulletin of the American Meteorological Society*, Jg. 101, Nr. 8, S9-S128, 2020, doi: 10.1175/BAMS-D-20-0104.1.
- [30] V. Wesselak und T. Schabbach, *Regenerative Energietechnik*. Berlin: Springer, 2009. [Online]. Verfügbar unter: <http://site.ebrary.com/lib/alltitles/docDetail.action?docID=10359977>
- [31] T. Fröhlich, S. Blömer, D. Münter und L.-A. Brischke, „CO₂-Quellen für die PtX-Herstellung in Deutschland - Technologien, Umweltwirkung, Verfügbarkeit“, 2013. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/gl_07_10.pdf. Zugriff am: 5. November 2020.
- [32] G. Müller-Syring et al., „Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz“, 2013. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/gl_07_10.pdf. Zugriff am: 5. November 2020.
- [33] G. Müller-Syring et al., „Power-to-Gas: Entwicklung von Anlagenkonzepten im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive“, *gwf-Gas | Erdgas*, Jg. 152, Nr. 11, S. 770–777, 2011.
- [34] DVGW-Arbeitsblatt, *Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 262: Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung*, 2011.
- [35] H. Dörr et al., „Untersuchungen zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz“, *energie | wasser-praxis*, Jg. 67, Nr. 11, S. 50–59, 2016.
- [36] R. van Basshuysen, Hg., *Natural Gas and Renewable Methane for Powertrains*. Cham: Springer International Publishing, 2016.
- [37] G. Butera, S. H. Jensen und L. R. Clausen, „A novel system for large-scale storage of electricity as synthetic natural gas using reversible pressurized solid oxide cells“, *Energy*, Jg. 166, S. 738–754, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2018.10.079.
- [38] Sunfire GmbH, *Sunfire supplies Boeing with the world's largest commercial reversible electrolysis (RSOC) system*. Dresden, 2016. [Online]. Verfügbar unter: https://www.sunfire.de/de/unternehmen/news/detail/sunfire-liefert-weltgroesste-kommerzielle-reversible-elektrolyse-rsoc-an-boeing?file=files/sunfire/images/content/company/press/2016_Feb_Sunfire_supplies_Boeing.pdf
- [39] T. Hamacher, „Wasserstoff als strategischer Sekundärenergieträger“ in *Wasserstoff und Brennstoffzelle*, J. Töppler und J. Lehmann, Hg., Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017, S. 1–23, doi: 10.1007/978-3-662-53360-4_1.
- [40] U. Bünger, J. Michalski, P. Schmidt und W. Weindorf, „Wasserstoff – Schlüsselement von Power-to-X“ in *Wasserstoff und Brennstoffzelle*, J. Töppler und J. Lehmann, Hg., Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017, S. 327–368, doi: 10.1007/978-3-662-53360-4_16.
- [41] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., *Wo aus Wind und Sonne grünes Gas wird ...: Übersicht der Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/bilder/karte-power-to-gas-anlagen.pdf> (Zugriff am: 17. November 2020).
- [42] C. Schenult, R. Heuke und J. Paschke, „Potenzialatlas Power to Gas.: Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale

Wertschöpfung ermöglichen.“, Berlin, 2016. [Online]. Verfügbar unter:
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9144_Studie_Potenzialatlas_Power_to_Gas.pdf. Zugriff am: 15. November 2020.

[43] Bundesnetzagentur, „Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit - Gesamtes Jahr 2019“, 2020. [Online]. Verfügbar unter:
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2019.pdf. Zugriff am: 15. November 2020.