

Technische Universität München

Campus Straubing

Masterarbeit

Eingereicht zur Erlangung des akademischen Grades
Master of Science

Biogasanlagen im Kontext der veränderten
Rahmenbedingungen und Potenziale von
Wasserstoff und Methan in Deutschland

von

Maximilian Götz

Erstprüfer : Dr. Omar Hijazi

Zweitprüfer: Prof. Dr. Josef Kainz

“ Das Wasser ist die Kohle der Zukunft.

Die Energie von morgen ist Wasser, das durch elektrischen Strom zerlegt worden ist.

Die so zerlegten Elemente des Wassers, Wasserstoff und Sauerstoff, werden auf unabsehbare Zeit hinaus die Energieversorgung der Erde sichern. ”

-

Jules Verne

1870

-

französischer Schriftsteller

* 08.02.1828, † 24.03.1905

Inhaltsverzeichnis:

Kurzzusammenfassung:	5
Abstract:	6
1. Einleitung	7
1.1 Hintergrund der Arbeit	7
1.2 Ziele der Arbeit	11
1.3 Untersuchungsmethode	12
2. Notwendigkeit der Sektorenkopplung	13
3. Power-to-X Technologien	15
4. Wasserstoffherstellung	16
4.1 Produktionsmengen und Verfahren	16
4.2 Varianten und Funktionsweise	18
4.2.1 Photolytischen Verfahren	18
4.2.2 Thermochemische Verfahren.....	19
4.2.3 Elektrolytische Verfahren.....	20
4.3 Elektrolytische Wasserspaltungen	20
4.3.1. Alkalische Elektrolyse	21
4.3.2 Membran-Elektrolyse	23
4.3.3 Hochtemperatur-Elektrolyse.....	25
4.3.4 Wasserbedarf und Qualität für die Elektrolyse.....	26
4.3.5 Verwendung von Nebenprodukten	27
5. Die Methanisierung von Wasserstoff	30
5.1 Mögliche Kohlenstoffquellen	30
5.1.1 Kohlenstoff aus der Atmosphäre	30
5.1.2 Kohlenstoff aus Industrieprozessen.....	31
5.1.3 Kohlenstoff aus Biogasanlagen	31
5.2 Die chemische Methanisierung.....	33
5.3 Die Biologische Methanisierung	34
5.4 Vergleich der Chemischen & Biologischen Methanisierung.....	36
6. Rahmenbedingungen für Speichergase in Deutschland	37
6.1 Politische & rechtliche Rahmenbedingungen	37
6.2 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	40
6.2.1 Kosten und Einflussfaktoren	40
6.2.2 Märkte.....	41

6.3 Gesellschaftliche Rahmenbedingungen.....	43
7. Gase als Energieträger	47
7.1 Wasserstoff als Energieträger.....	47
7.2 Methan als Energieträger	48
7.3 Aktueller Energiebedarf und Gaseinsatz.....	49
7.4 Der Bedarf von H ₂ und CH ₄ in verschiedenen Szenarien.....	50
7.5 Wasserstoff und Methan im Kontext der vorhandenen Infrastruktur	52
8. Power-to-Gas in Verbindung mit Biogasanlagen	54
8.1 Biogasanlagen in Deutschland	54
8.2 Biogasanlagen als PtG-Einheit	54
8.3 Der Fermentationsprozess als natürliche CO ₂ Quelle.....	56
8.4 Methanisierung.....	56
8.5 Wärmenutzung und Wirkungsgradoptimierung	57
9. Analyse der Gasgestehungskosten	58
9.1 Angaben zum Elektrolyseur	58
9.2 Angaben zur Methanisierung	59
9.3 Methangestehungskosten von einer Biogasanlage.....	61
9.4 Vergleich der Methangas-Gestehungskosten	62
10. Diskussion der Ergebnisse	63
11. Fazit	71
12. Literaturverzeichnis	73
Eidesstattliche Erklärung	79
Danksagung	80

Kurzzusammenfassung:

Um die gesetzten Klimaziele neben dem Stromsektor auch in den Sektoren Wärme, Industrie und Verkehr zu erreichen ist eine Sektorenkopplung notwendig. Die Energieträger H_2 und CH_4 sind vielversprechende Verbindungsmittel, welche auf erneuerbaren Wege erzeugt werden können. In dieser Arbeit wurden Power-to-Gas (PtG) Technologien und ihre Funktionsweise vorgestellt. Es wurde aus verschiedenen Perspektiven (politisch/rechtlich, wirtschaftlich & gesellschaftlich) betrachtet, welche Rahmenbedingungen für diese Technologien in Deutschland herrschen. Des Weiteren wurden das Potenzial dieser Energieträger, ihr zukünftiger Bedarf und die Einbindung in bestehende Infrastrukturen analysiert. Dies erfolgte auf der Basis einer Literaturuntersuchung. Vor diesem Hintergrund wurde die Zusammenführung von Power-to-Gas mit Biogasanlagen untersucht. Abschließend wurden für eine regenerative PtG-Prozesskette Methangas-Gestehungskosten berechnet und mit denen einer Biogasanlage verglichen. Die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen, dass die Rahmenbedingungen für den PtG-Einsatz in Deutschland geeignet sind und sich zukünftig weiter zu Gunsten von PtG entwickeln werden. Des Weiteren entsteht perspektivisch ein großer Bedarf nach klimaneutralen Energieträger-Gasen in Deutschland. Die vorhandenen Strukturen würden eine zügige Integration von Methangasen in das Wirtschaftssystem ermöglichen. Für Biogasanlagen bietet sich die Integration eines PtG-Verfahrens an, unter anderem durch das Anbieten von einer konzentrierten und nachhaltigen Kohlenstoffquelle für die Methanisierung von Wasserstoff. Die Methangas-Gestehungskosten einer regenerativ betriebenen PtG-Prozesskette sind deutlich höher als die Gas-Erzeugungskosten von einer Biogasanlage.

Schlagwörter: Sektorenkopplung, Power-to-Gas, Rahmenbedingungen und Potenziale, Biogasanlagen, Methangas-Gestehungskosten

Abstract:

In order to achieve the climate targets in the heating and transport sectors in addition to the electricity segment, sector coupling is necessary. The energy carriers H_2 and CH_4 they can be generated in a renewable way and are promising to use for sector coupling. In this thesis, Power-to-Gas (PtG) technologies and how they work were presented. The framework conditions for these technologies in Germany were considered from different perspectives (political / legal, economic & social). Furthermore, the potential of these energy sources, their future needs and the integration into existing infrastructures were analyzed. This was done on the basis of a literature review. Against this background, the merging of power-to-gas with biogas plants was examined. Finally, methane production costs were calculated for a regenerative PtG process chain and compared with those of a biogas plant. The results of this work show that the framework conditions for PtG use in Germany are suitable and that it is very likely that they will continue to develop in favor of PtG in the future. In addition, there will be great demand for climate-neutral energy carrier gases in Germany. The existing structures would enable the rapid integration of methane gases into the economic system. For biogas plants, the integration of a PtG process offers itself, among other things, by offering a concentrated and sustainable carbon source for the methanation of hydrogen. The methane gas production costs of a regenerative operated PtG process chain are significantly higher than the generation costs of a biogas plant.

Keywords: sector coupling, power-to-gas, framework conditions and potentials, biogas plants, methane production costs

1. Einleitung

1.1 Hintergrund der Arbeit

Das Abschmelzen von Jahrtausenden alten Schnee und Eisflächen, Schäden durch das Ansteigen des Meeresspiegels, Ausbreitungen von Trockenzonen, zunehmende extrem Wetter-Ereignisse und ein stetig steigender Verlust von Artenvielfalt sowie Lebensräumen an Land und im Meer. Das sind Beispiele für die Auswirkungen des Klimawandels, welcher in direkter Korrelation mit den steigenden Konzentrationen von Klimagasen in der Erdatmosphäre steht. Dieser Anstieg von Klimagasen lässt sich direkt auf menschliche Aktivitäten zurückführen – es handelt sich also um einen anthropogenen Klimawandel. Untersuchungen von Wetter-Beobachtungsdaten seit Mitte des 19. Jahrhunderts ergeben eine fortschreitende Erwärmung der Erde. Gemäß den Auswertungen der amerikanischen Forschungseinrichtungen NASA und NOAA liegt die globale Durchschnittstemperatur neuzeitlich etwa 1 °C über dem Niveau des 18. Jahrhunderts. Seit Beginn der globalen Dokumentation wurden 15 der 16 wärmsten Jahre seit dem Jahr 2001 gemessen. Das bislang weltweit wärmste Jahr war 2016. Von 1881 bis 2018 ist die jährliche durchschnittliche Lufttemperatur im Flächenmittel von Deutschland um 1,5 °C wärmer geworden – dieser Wert ist statistisch gefestigt (Abbildung 1). Damit liegt der Wert für die Bundesrepublik Deutschland um 0,5 °C über dem weltweiten Temperaturanstieg während des gleichen Zeitrahmens.

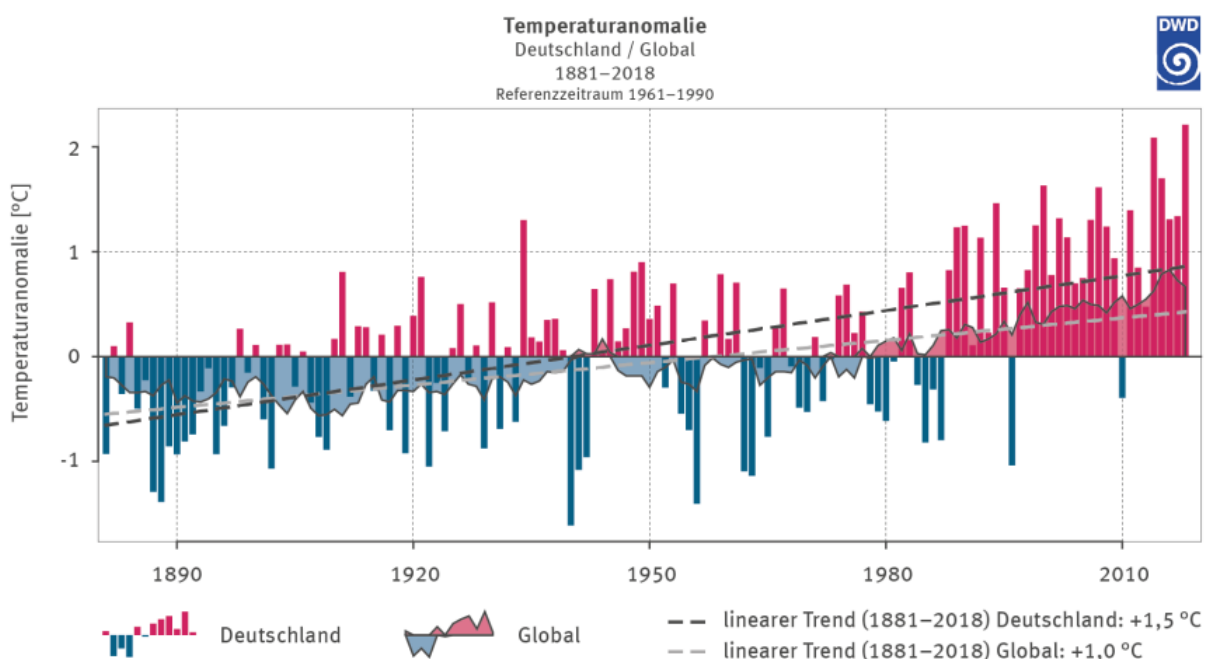


Abbildung 1: Darstellung der Temperatur in Deutschland und global in dem Zeitraum von 1881 bis 2018

Quelle: DWD, NOAA

Rund 7,8 Milliarden Menschen leben Mitte 2020 auf der Erde. Im Jahr 2050 werden es laut der UN-Bevölkerungsprojektion aus dem Jahr 2019 rund 9,7 Milliarden Menschen sein. Um das Jahr 1800 wurde erstmalig die Bevölkerungszahl von einer Milliarde erreicht (Abbildung 2). Kennzeichnend für die Bevölkerungsentwicklung, insbesondere in den letzten 200 Jahren, war ein starkes hyperexponentielles Wachstum, weshalb man auch von einer Bevölkerungsexplosion spricht. Dabei ist davon auszugehen, dass parallel zu dieser Entwicklung auch der Energiebedarf weltweit ansteigt.

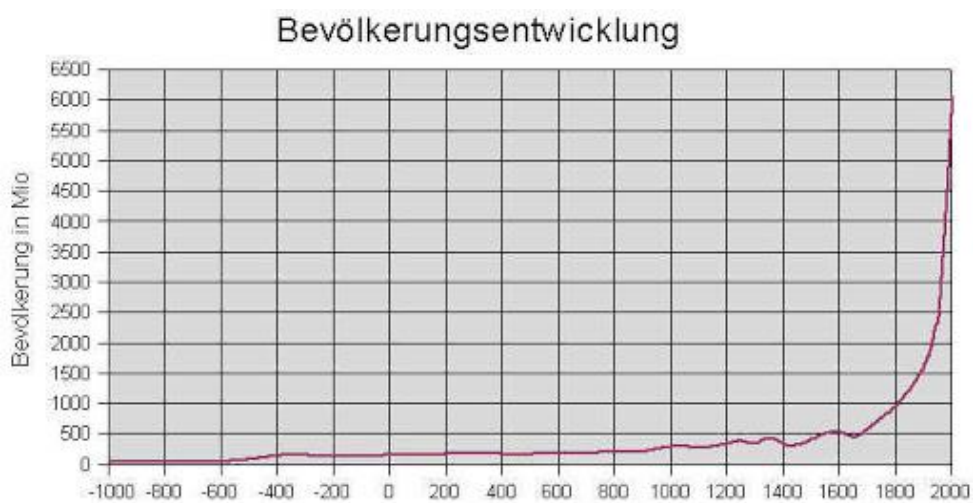


Abbildung 2: Die Bevölkerungsentwicklung der Welt von 1000 v.Ch bis 2000 n.Ch

Quelle: Wikipedia

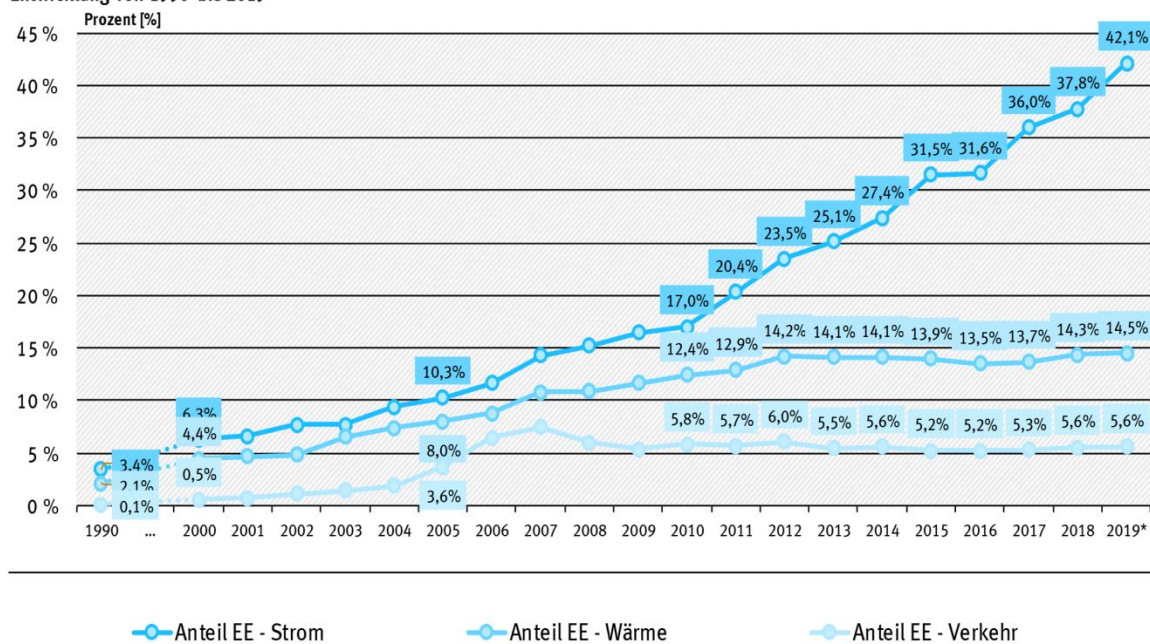
Aufgrund des ökologischen Fußabdruckes und des negativen Einflusses auf die begrenzte Tragfähigkeit des Planeten Erde sowie der Neigung des Menschen zu Aktivitäten, die einer nachhaltigen Entwicklung entgegenstehen, ist das Bevölkerungswachstum eines der zentralen globalen Probleme und mitverantwortlich für die Klimakrise.

Weltweit sowie in der Bundesrepublik wächst zudem der Generationenkonflikt darüber, dass die heute agierende Gesellschaft die Lebensgrundlagen unserer Kinder, Kindeskindern und nachfolgenden Generationen aufbrauchen. Außerdem werden die wirtschaftlichen und gesundheitlichen Folgekosten des Klimawandels ohne entschlossenes Handeln weiter dramatisch ansteigen.

Der Weltklimavertrag im Jahr 2015 ist Ergebnis der UN-Klimakonferenz mit dem Ziel des Klimaschutzes in Nachfolge des Kyoto-Protokolls. In diesem Übereinkommen von Paris hat die Weltgemeinschaft vereinbart, die vom Menschen verursachte globale Erwärmung der Erde auf weniger als 2°C zu beschränken, um die daraus entstehenden Schäden für Menschheit und Natur abzumildern. Nur mit einer entschiedenen und zügig umgesetzten Klimapolitik – national und gemeinsam mit den zentralen europäischen Partnern sowie durch globale Kooperationen – kann es gelingen, die sich bereits abzeichnenden katastrophalen Auswirkungen des Klimawandels einzudämmen. Um dieses Ziel zu erreichen, braucht die nationale Klimapolitik in Deutschland nun eine konsequentere, transparentere und zügigere Umsetzungsstrategie sowie einen direkten Transformationsschub. Diese Klimapolitik muss der Bevölkerung, den Unternehmen und den politisch Handelnden in den Ländern und Kommunen insgesamt Planungssicherheit geben. Des Weiteren ist eine schnelle Kursänderung notwendig, um den immer teureren und sozial unausgewogenen „Weiter so wie bisher“- Kurs zu verlassen und in die frischen Gewässer einer nachhaltigen Entwicklung zu gelangen.

In vielen Nationen ist dieser Prozess bereits voll im Gange mit der Umstellung der Energiewirtschaft von fossilen Energieträgern auf erneuerbare Energieträger – die sogenannte Energiewende. Diese Wende findet seit dem Beginn des Jahrhunderts rein gesetzlich auch in Deutschland durch das Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 statt. Die Bundesrepublik strebt dabei eine internationale Vorreiterrolle im Bereich der erneuerbaren Energien an. Mit dem EEG in seinen über die Jahre verschiedenen Fassungen hat der Anteil erneuerbarer Energien im Stromsektor auf einen beachtlichen Betrag von 42,1 Prozent im Jahr 2019 zugelegt. Allerdings sind in den Bereichen Wärmeversorgung (14,5 Prozent) und Verkehr (5,6 Prozent) die Fortschritte und Erfolge deutlich geringer ausgefallen (Abbildung 3).

Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch, am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte sowie am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor
Entwicklung von 1990 bis 2019



* vorläufige Werte

Quelle: Umweltbundesamt (UBA) auf Basis AGEE-Stat
Stand 02/2020

Abbildung 3: Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr

Quelle: Umweltbundesamt

Um auch in diesen Bereichen die gesetzten Ziele zu verwirklichen, bieten sich unterschiedliche Herangehensweisen, Förderinstrumente sowie Technologien an. Es sind nun umsetzbare Maßnahmen notwendig, die bereits zwischen 2020 und 2030 ihre Wirkung entfalten können. Denn es geht augenblicklich um das Anstoßen einer sektorenübergreifenden Wende im Bereich der Energieerzeugung und -nutzung. Dabei ist ein häufig betrachteter Lösungsansatz die Sektorenkopplung. Dabei sollen die bisher weitestgehend voneinander unabhängigen Bereiche Strom, Wärme/ Kälte sowie Mobilität und Industrie zu Optimierungszwecken verknüpft werden.

Als Verbindungselemente zwischen den Sektoren gibt es eine Vielzahl von verfügbaren Technologien, deren Zusammenwirken noch zu gestalten ist. Ein vielversprechendes Kopplungselement ist Wasserstoff (H_2) und Methan (CH_4). Ob bei der Herstellung von Düngern (Haber-Bosch-Verfahren), für Hochtemperatur-Anwendungen in der Industrie oder als Kraftstoff in der Mobilität – Wasserstoff ist ein flexibel einsetzbares Gas, ebenso wie Methan.

In einem nachhaltigen Energiesystem könnten H_2 & CH_4 wichtige Funktionen als Speichergase und Stromnetzstabilisatoren einnehmen. Überschüssiger Strom z.B. aus Wind- und Solarenergie kann genutzt werden, um per Elektrolyse Wasserstoff zu gewinnen. Dieser Wasserstoff kann zu synthetischem Methan umgewandelt werden. Durch die Methanisierung könnte eine längere Speicherbarkeit sowie ein breiteres Einsatzspektrum erreicht werden. Biogasanlagen könnten der Methanisierung eine nachhaltige CO_2 -Quelle liefern und dabei neue Geschäftsmodelle erschließen.

1.2 Ziele der Arbeit

Ausgehend von dem skizzierten Hintergrund beschäftigt sich die Arbeit mit folgende Forschungsfragen:

1. Ist eine Sektorenkopplung notwendig um die Klimaziele zu erreichen?
2. Welche Energieumwandlungs-Pfade besitzen Power-to-X Technologien und wie lautet der Status Quo der Wasserstoffherstellung und der Methanisierung?
3. Wie gestalten sich die Rahmenbedingungen in Deutschland für Power-to-Gas aus verschiedenen Perspektiven (politisch/ rechtlich, wirtschaftlich und gesellschaftlich)?
4. Welche Eigenschaften als Energieträger besitzen Wasserstoff und Methan?
5. Welche Bedeutung und Potenziale haben Wasserstoff und Methan für die Energiewende?
6. Wie integrierbar sind diese synthetisch erzeugten Gase in die bestehende Gasinfrastruktur?
7. Ist eine Verbindung von Power-to-Gas und Biogasanlagen sinnvoll?
8. Welche Gasgestehungskosten besitzt regeneratives Power-to-Gas Methan im Vergleich zu Biogas?

1.3 Untersuchungsmethode

Um diese Fragen zu bearbeiten wurde folgende Vorgehensweise gewählt:

Es soll mittels einer Recherche der Literatur zu den Untersuchungsthemen die Fragen 1 bis 6 beantwortet werden. Das Untersuchungsmittel der Literaturanalyse wurde gewählt, um einen Überblick des aktuellen Wissensstandes zum Themenbereich zu geben und kontinuierlich eine Wissensgrundlage für die jeweils nachfolgenden Kapitel aufzubauen.

Ausgehend von der Erörterung der Notwendigkeit einer Sektorenkopplung werden anschließend Technologien beschrieben und dargestellt mit denen diese umgesetzt werden kann. Dabei wird der Focus auf Power-to-Gas Technologien gelenkt. Es wird ausführlich auf die zugrundeliegenden Prozesse der Wasserstoffherstellung und Methanisierung eingegangen um die Unterschiede der Anlagen aufzuzeigen. Darauf folgt die Untersuchung der Rahmenbedingungen und der Potenziale von Power-to-Gas in Deutschland.

Aus diesem im Literaturteil der Arbeit aufgebauten Rahmen heraus lässt sich dann die Verbindung von PtG mit Biogasanlagen bewerten (Frage 7). Um die Forschungsfrage nach den Gasgestehungskosten von PtG (Frage 8) zu untersuchen, wird ein Szenario einer regenerativen PtG-Produktion erstellt deren Kosten mit den Methangas-Gestehungskosten einer Biogasanlage verglichen werden.

2. Notwendigkeit der Sektorenkopplung

Die Sektorenkopplung wird definiert als Verbindung der Sektoren Strom, Wärme/Kälte, Verkehr und Industrie. Durch die Kopplung der unterschiedlichen Sektoren wird es ermöglicht, erneuerbare elektrische Energie als Brücken-Energieform zur Defossilisierung der anderen Sektoren zu nutzen (Sterner & Stadler, 2017). Dadurch soll das komplette Energiesystem in einem holistischen Ansatz verbessert werden. Die preiswerteste Lösung für ein nachhaltiges Energiesystem ist der zügige Ausbau der klimafreundlichen Stromerzeugung, welcher eine Elektrifizierung annähernd aller Sektoren des Energiesystems nachfolgt (Haegel et al., 2019).

Die Sektorenkopplung erlaubt, Synergieeffekte bei der Integration von hohen Anteilen erneuerbarer Energien zu nutzen, deswegen wird sie als Schlüsseltechnologie für die Energiewende sowie auch beim Ausbau der Energiesysteme Richtung 100 % erneuerbaren Energien betrachtet (Vad Mathiesen et al., 2015). „Es besteht weitgehender Konsens, dass die Sektorkopplung für ein Gelingen von Energiewende und das Erreichen der Dekarbonisierungsziele unabdingbar ist“ (Stiller, 2017).

Die fluktuierenden Strommengen von Wind- und Solaranlagen müssen nicht mehr ausschließlich im Stromsektor ausgeglichen werden, sondern können optional im Wärmesektor, Verkehrssektor oder als Speichergas abgenommen werden und somit die nötige Flexibilität zum Ausgleich der Schwankungen liefern. Nebenbei erlaubt die Sektorenkopplung so einen deutlich geringeren Einsatz von Stromspeichern, welche relativ teure Speicherformen mit vergleichsweise kurzer Speicherdauer darstellen. Wärme-, Gas- und Treibstoffspeicher haben dagegen niedrigere Investitionskosten & längere Speicherzeiten als Stromspeicher (Lund et al., 2017). Beispielsweise liegen die Investitionskosten für Wärmespeicher bei gleicher Speicherkapazität etwa um Faktor 100 niedriger als für Stromspeicher (Lund, 2016). Zwar würden sich im Zuge einer Rückverstromung tendenziell niedrige Wirkungsgrade ergeben, dies ist jedoch zu vernachlässigen, wenn die Rückverstromung gar nicht vorgesehen ist. Man kann die Sektorenkopplung daher als Energiedrehscheibe betrachten, durch die sich deutliche Kostenreduzierungen im Gesamtsystem erzielen lassen (Geidl et al., 2007).

Aufgrund der Sektorkopplung ist durch die Energiewende in Deutschland einerseits mit einem höheren Stromverbrauch als heute zu rechnen (Nitsch, 2016), andererseits wird der Primärenergiebedarf zurückgehen, da die Energieeffizienz gesteigert werden kann (Quaschnig, 2013). Mit der Implementierung der Sektorkopplung ist laut einer Studie der

Deutschen Energie-Agentur (dena, 2018) ein Nettozubau erneuerbarer Energien von durchschnittlich bis zu 8,5 Gigawatt jährlich erforderlich. Es bleibt die Prämisse zu beachten, dass nicht alles, was technologisch möglich ist, auch volkswirtschaftlich sinnvoll ist. Wie groß der Beitrag von Power-to-X Technologien zur kosteneffizienten Umsetzung der Energiewende wirklich sein kann, hängt insbesondere davon ab, wie hoch ihr Wirkungsgrad ist, also wie effizient diese den Strom in die gewünschten Produkte Wärme, Speichergase und Transportdienstleistungen umwandeln können. Des Weiteren bleibt zu beachten, welche Betriebs- und Investitionskosten mit ihrem Einsatz verbunden sind.

Kernelement der Sektorenkopplung ist daher die Umstellung der Sektoren Wärme und Verkehr auf nachhaltig erzeugtem Strom, sodass dieser zur wichtigsten Energieform der gesamten Energieversorgung wird. Daraus leitet sich demnach ein Strategiepfad ab, der aus dem schnellen Aufbau der erneuerbaren elektrischen Basis der Sektorenkopplung besteht sowie der Bereitstellung von Optionen, diese Energievariable nach Bedarfsbereich, Zeitpunkt und Ort einzusetzen (Rogall, 2014).

Da beispielsweise im deutschen Winter durch eine höhere Wärmenachfrage wesentlich mehr Energie gebraucht wird als im Sommer, bietet es sich an, die erneuerbaren Erzeugungskapazitäten so auszunutzen, dass ein im Sommer entstehendes Überangebot (z.B. von Photovoltaikanlagen) über einen Langzeitspeicher (Synthesegase) gespeichert und damit für die Winterzeit bereitgestellt werden kann (Quaschnig, 2016).

Generell gilt, dass Strom recht einfach zu transportieren ist, seine Speicherung jedoch hohe Kosten verursacht. Hingegen lässt sich Wärme nur verlustreich über weite Entfernungen transportieren, dafür ist sie einfach zu speichern. Strom kann zudem sehr leicht in Wärme umgesetzt werden, während der umgekehrte Weg deutlich aufwendiger ist (Krauter, 2018). Eine Lösung, die beiden Kriterien (Transportierbarkeit und Speicherbarkeit) gerecht wird, sind Speichergase. In diesem Kontext ist eine Verbindung von Strom- und Gasnetz durch Power-to-Gas und die daraus entstehende Wechselwirkung mit den gut ausgebauten Gasinfrastrukturen genauer zu betrachten sowie politisch angedacht (vgl. Dialogprozess Gas, 2019). Power-to-Gas ist ein Umwandlungspfad der Power-to-X Technologien, welche im folgenden Kapitel eingehender vorgestellt werden.

3. Power-to-X Technologien

Die Bezeichnung Power-to-X (PtX) steht für die Gesamtheit der Möglichkeiten, (erneuerbaren) Strom außerhalb des Stromsektors zu nutzen. Dabei wird elektrische Energie (Power) umgewandelt in einen Energieträger oder Verwendungszweck „X“.

Die wichtigsten Umwandlungsprodukte sind Synthesegase, synthetische Kraftstoffe und Wärme. Dazu werden diese Verfahren unterschieden:

- Power-to-Gas (PtG)
- Power-to-Liquid (PtL)
- Power-to-Heat (PtH)

Power-to-Gas (PtG, P2G) beschreibt die Erzeugung von Gasen wie Wasserstoff oder Methan. Ausgangspunkt ist die Elektrolyse. Dabei wird Wasser mittels Zufuhr von elektrischer Energie aufgespalten in Wasserstoff und Sauerstoff. Durch die Methanisierung kann der gewonnene Wasserstoff optional in einem Reaktor mit CO₂ zusammengeführt werden und dadurch zu synthetischem Methan reagieren. Das entstandene Synthesegas kann langfristig gespeichert und für verschiedene Anwendungen eingesetzt werden. Verwertungspfade sind neben der Rückverstromung in Gaskraftwerken der Einsatz als chemischer Rohstoff, dann als Power-to-Chemicals bezeichnet, sowie die Verwendung als Treibstoff für Fahrzeuge als Power-to-Fuel oder auch Power-to-Mobility benannt. Unter PtG fällt auch das Power-to-Ammonia-Verfahren. Bei diesem wird der erzeugte Wasserstoff mit Stickstoff kombiniert, womit über einen geeigneten Katalysator Ammoniak hergestellt wird - entsprechend dem Haber-Bosch-Verfahren. Die elektrische erneuerbare Energie wird auf diesen Weg chemisch in Form von Ammoniak einsetzbar und speicherbar. Ammoniak (NH₃) ist frei von Kohlenstoff. Eine Rückverstromung ist durch eine Ammoniak-Sauerstoff-Brennstoffzelle möglich (Preuster, 2017). Zudem wird Ammoniak in beträchtlichen Mengen in der Düngemittelindustrie eingesetzt.

Der Begriff Power-to-Liquid bezeichnet verschiedene technische Prozesse zur Herstellung von flüssigen Treibstoffen aus Strom. Ausgangspunkt ist auch hierbei die Herstellung von Wasserstoff durch ein Elektrolyse-Verfahren. Durch weiterführende chemische Prozessschritte erfolgt die Herstellung von langkettigen synthetischen Kohlenwasserstoffen wie Benzin, Kerosin, Diesel und Wachse. Demnach umfasst der Begriff Power-to-Fuel sowohl Power-to-Liquid als auch Power-to-Gas, sofern die erzeugten Produkte als Treibstoff genutzt werden.

Power-to-Heat (PtH, P2H) bezeichnet den Einsatz von Strom im Wärmemarkt. Dies kann sowohl über Heizelemente wie Elektrodenkessel oder Widerstands-Heißwasserkessel als auch über Wärmepumpen erfolgen. Wärmepumpen zeigen dabei eine größere Energieeffizienz. Zur Einspeisung eignen sich Nah- bzw. Fernwärmenetze ebenso wie einzelne Gebäude oder große Industrieanlagen. Zudem können Wärmepufferspeicher systemdienlich aufgeladen werden (Koch et al., 2015).

Der Großteil der aufgezählten Power-to-X Wege sind theoretisch bereits gut erforscht, befinden sich jedoch aus Sicht der Praxis noch in einer Demonstrationsphase. Zum Beispiel sind im Mai 2018 in Europa 128 Forschungs- und Demonstrationsanlagen aus dem Bereich Power-to-Gas in verschiedenen Stadien der Umsetzung oder Planung, davon waren 63 bereits in Betrieb (Wulf et al., 2018).

4. Wasserstoffherstellung

Als Grundlage für die meisten Power-to-X Pfade dient der Wasserstoff. Daher wird in diesem Kapitel auf die weltweite Bedeutung, mögliche Herstellungsverfahren sowie die Nutzung von Wasserstoff eingegangen.

4.1 Produktionsmengen und Verfahren

Jährlich werden heute in Deutschland ca. 20 Mrd. m³ Wasserstoff hergestellt, weltweit sind es ca. 500 Mrd. m³ oder ca. 50 Mio. t, was etwa 2 % des Weltprimärenergiebedarfs entspricht (Bertau, 2014; Stiller, 2017). Die globale Wasserstoffherstellung setzt sich momentan folgendermaßen zusammen:

- Erdgas (48 %)
- flüssige Kohlenwasserstoffe (30 %)
- Kohle (18 %)
- Wasserelektrolyse (4 %)

Im industriellen Maßstab wird Wasserstoff in den ersten zwei Dekaden dieses Jahrhunderts vor allem in Dampfreformern hergestellt, in denen Kohlenwasserstoffe mit hohem Wasserstoffanteil wie Methan oder Methanol reformiert werden. Auch andere Umsetzungsverfahren, wie die Kohlevergasung, beruhen auf fossilen Ausgangsstoffen (Töpler & Lehmann, 2014). Das umweltschonende Verfahren der Wasserelektrolyse nimmt bisher nur eine kleine Rolle ein.

Die Produktionsmöglichkeiten von Wasserstoff lassen sich grundsätzlich in drei Verfahren aufteilen. Die elektrolytischen, thermochemischen und photolytischen Verfahren unterscheiden sich vor allem durch ihre Energiezufuhr. Als Energiequellen für den Prozess der Wasserspaltung können elektrische, thermische und chemische Energien sowie elektromagnetische Strahlungsenergie (Lichtenergie) dienen (Abbildung 4). Zu den bereits etablierten Prozessen zählen in erster Linie die thermischen Verfahren, jedoch basieren diese noch überwiegend auf fossilen anstatt auf erneuerbaren Rohstoffen. Elektrolytische Verfahren etablieren sich immer mehr und gelten als die Zukunftstechnologie zur Wasserstoffproduktion. Die photolytischen Verfahren befinden sich noch weitgehend in der Grundlagenforschung.

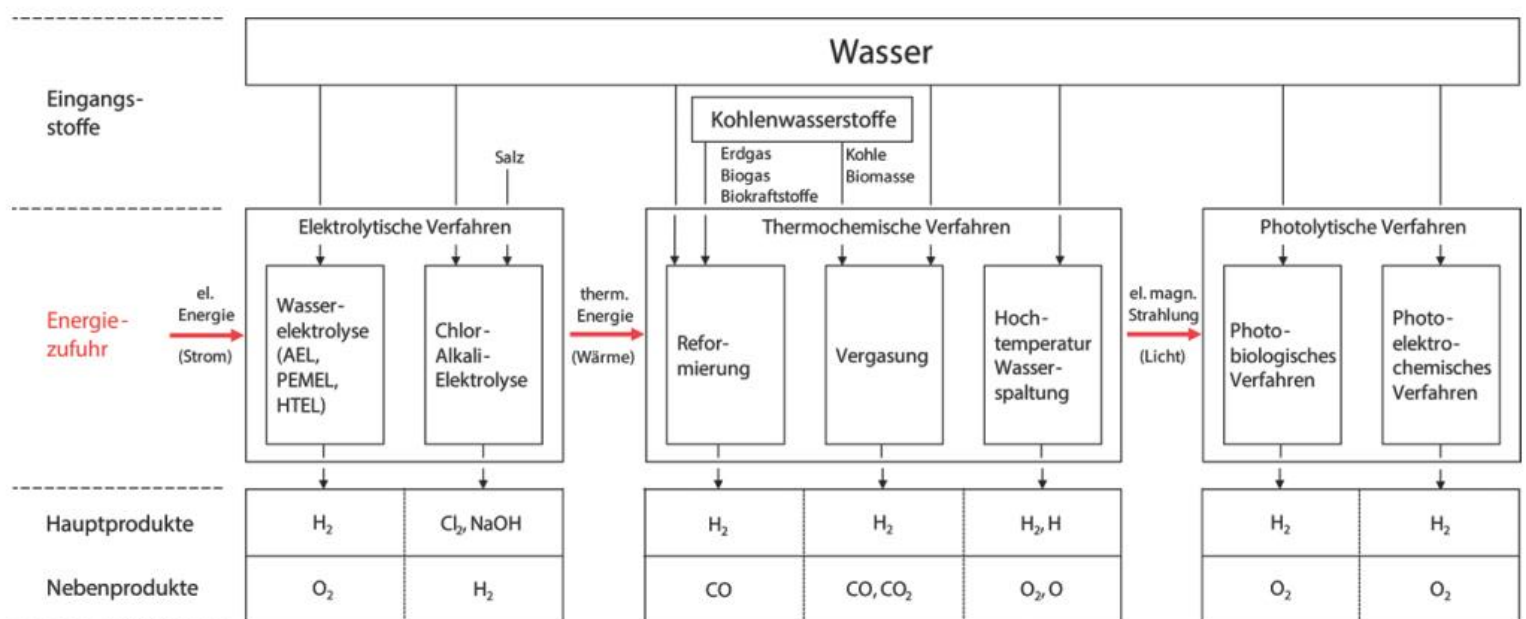


Abbildung 4: Herstellungspfade von Wasserstoff

Quelle: Sterner & Stadler, 2017

4.2 Varianten und Funktionsweise

Die prinzipiellen Pfade der Wasserstoffherstellung werden im folgenden Kapitel gründlicher ausgelegt.

4.2.1 Photolytischen Verfahren

Die photolytischen Verfahren befinden sich im Status der Grundlagenforschung, mit dem Ziel, daraus preisgünstige und langzeitstabile Verfahren zu entwickeln. Unterschieden wird zwischen photobiologisch und photoelektrochemisch.

Die H_2 -Herstellung über photobiologische Verfahren mit Mikroorganismen und Lichtenergie ähnelt der Photosynthese von Pflanzen. Der Unterschied zu ihnen liegt lediglich in der Freigabe von Wasserstoff statt Sauerstoff. Grünalgen oder Cyanobakterien sind photosynthetische Mikroorganismen. Diese können in den Lichtreaktionen Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff spalten. Über das spezielle Enzym Hydrogenase können die entstehenden Protonen (H^+) und Elektronen (e^-) in reinen Wasserstoff gewandelt werden (Anton & Steinicke, 2013). Hydrogenasen sind mikrobielle Metallproteine, welche die Aufgaben der Katalyse übernehmen.

Außer den Forschungen zu organischen Katalysatormaterialien wird zudem an der Entwicklung spezieller Halbleiter gearbeitet, die aus Sonnenlicht eine für die Wasserspaltung ausreichende Spannung erzeugen – mindestens 1,23 V. Das photoelektrochemische System zerlegt mithilfe von Strahlungsenergie Wasser direkt in Wasserstoff und Sauerstoff. (Anton & Steinicke, 2013). Da die Ladungstrennung und Spaltung des Wassers von einem einzigen Material an derselben Grenzfläche durchgeführt werden kann, liegt hierin das förderliche Potenzial gegenüber anderen Technologien zur Wasserstoffherstellung. Denn es kann dabei Material reduziert und die Übertragungsverluste verringert werden.

Da diese photolytischen Verfahren noch Erforscht werden und nicht kommerziell erhältlich sind, werden sie in der weiteren Untersuchung nicht weiter betrachtet.

4.2.2 Thermochemische Verfahren

Hierbei gibt es drei Unterscheidungen:

- Herstellung aus Erdgas oder Biomethan über Dampfreformierung.
- Herstellung aus Kohle oder fester Biomasse über Vergasung und Pyrolyse.
- Herstellung aus thermochemischer Wasserspaltung

Zur thermochemischen Wasserspaltung wird Wasser auf über 3027 °C erwärmt, dabei wird Wasser rein durch Wärmezufuhr in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegbar. Die technische Umsetzung wird erheblich dadurch erschwert, dass Wasserstoff über die Knallgasreaktion wieder mit Sauerstoff zu Wasserdampf rekombiniert. Eine Wasserstoffabscheidung bei diesen extrem hohen Temperaturen kann kein Material bewerkstelligen (Winter & Nitsch, 1989).

Eine andere Möglichkeit ist es, Kohlenwasserstoffe (fossil / erneuerbar) unter Luftabschluss mittels Pyrolyse rein durch Wärmezufuhr in Koks, Pyrolyseöl und wasserstoffreiches Pyrolysegas umzuwandeln. Die Pyrolyse ist auch Teil des Vergasungsprozesses. Dieser findet allerdings unter teilweiser Zuführung von Sauerstoff (partielle Oxidation) statt. Dadurch wird die Wärme zur Zersetzung der Kohlenwasserstoffe aus ihrer eigenen Verbrennung gewonnen. Je nach Reaktortyp (Festbettreaktor, Flugstromvergaser oder Wirbelschichtreaktor) findet die Vergasung in einem Temperaturbereich von 800 bis 1500 °C bei Drücken zwischen 1 und 80 bar statt (Sterner & Stadler, 2017). Das entstandene Rohgas wird durch Gasreinigung zu Synthesegas, welches über die Gasaufbereitung zu Wasserstoff prozessiert wird. Bei der Aufbereitung wird der Wasserstoffanteil durch die Wasser-Gas-Shift-Reaktion erhöht und CO₂ abgetrennt durch Absorption oder Auswaschung.

Weltweit wird der Großteil des Wasserstoffes aus Erdgas oder Biomethan durch den Prozess der Dampfreformierung hergestellt. Aus dem Methan-Gas und dem Wasserdampf werden in einem beheizten Röhrenofen Kohlenmonoxid und Wasserstoff gebildet. Der Reaktor enthält einen Nickelkatalysator. Damit ein Zusetzen des Katalysators verhindert wird, muss der Schwefelanteil im Gas entfernt werden. Die katalytische Reaktion ist stark endotherm und läuft bei 800–900 °C und 20 – 40 bar ab (Sterner & Stadler, 2017).

Auch wenn fossile Energieträger die Wasserstoffherstellung dominieren, ermöglicht lediglich die Verwendung von erneuerbaren Energien als Input eine ökologisch sinnvolle Herstellung von Wasserstoff. Im weiteren Verlauf dieser Arbeit steht daher die Wasserelektrolyse im Vordergrund.

4.2.3 Elektrolytische Verfahren

Im Jahr 1800 führen William Cruickshank, Johann Wilhelm Ritter, William Nicholson und Anthony Carlisle die erste Elektrolyse durch. Als Elektrolyse bezeichnet man einen chemischen Prozess, bei dem elektrischer Strom eine Redoxreaktion erzwingt. Die Spannung, die zur Elektrolyse mindestens angelegt werden muss, wird als Zersetzungsspannung bezeichnet. Diese oder eine höhere Spannung muss erzeugt werden, damit die Elektrolyse überhaupt abläuft.

Die elektrolytische Wasserspaltung ist seit ein paar Jahrhunderten bekannt und damit keine generell neue Technologie. Dennoch erfährt sie im Kontext der Energiewende eine neue Wichtigkeit und wird zum Schlüsselverfahren der Sektorenkopplung und Energiespeicherung.

Um durch eine Elektrolyse verwertbare Produktgase erzeugen zu können, wird eine Fülle von Elektrolysezellen in Reihe zu Elektrolyseblöcken, den sogenannten Stacks, zusammengeschaltet. Mehrere Stacks wiederum bilden eine Elektrolyseanlage. Bis heute wurden prinzipiell zwei Verfahren und drei Elektrolysearten (Zellen) zur Wasserelektrolyse entwickelt, die im kommenden Kapitel eingehender beschrieben werden.

4.3 Elektrolytische Wasserspaltungen

Die Verfahren der Wasserelektrolyse werden grundlegend zwischen atmosphärischer Elektrolyse und Druckelektrolyse unterschieden.

Die atmosphärische Elektrolyse hat seine Vorteile in einer simplen und stabilen Anlagengestaltung dargestellt in Abbildung 5. Die Anlagensteuerung ist einfacher handelbar als die der Druckelektrolyse, und der Lastbereich reicht von unter 20% Auslastung bis Volllast. Desweiteren gibt es langjährige Betriebserfahrungen mit dieser drucklosen Variante, die auch vergleichsweise preiswerter ist. Nachteilig ist der relativ hohe Raumbedarf durch die benötigten umfangreicheren Stack-Kapazitäten. Zudem ist die aufwendigere Gastrocknung bei diesem Verfahren negativ zu bewerten (Wenske, 2012).

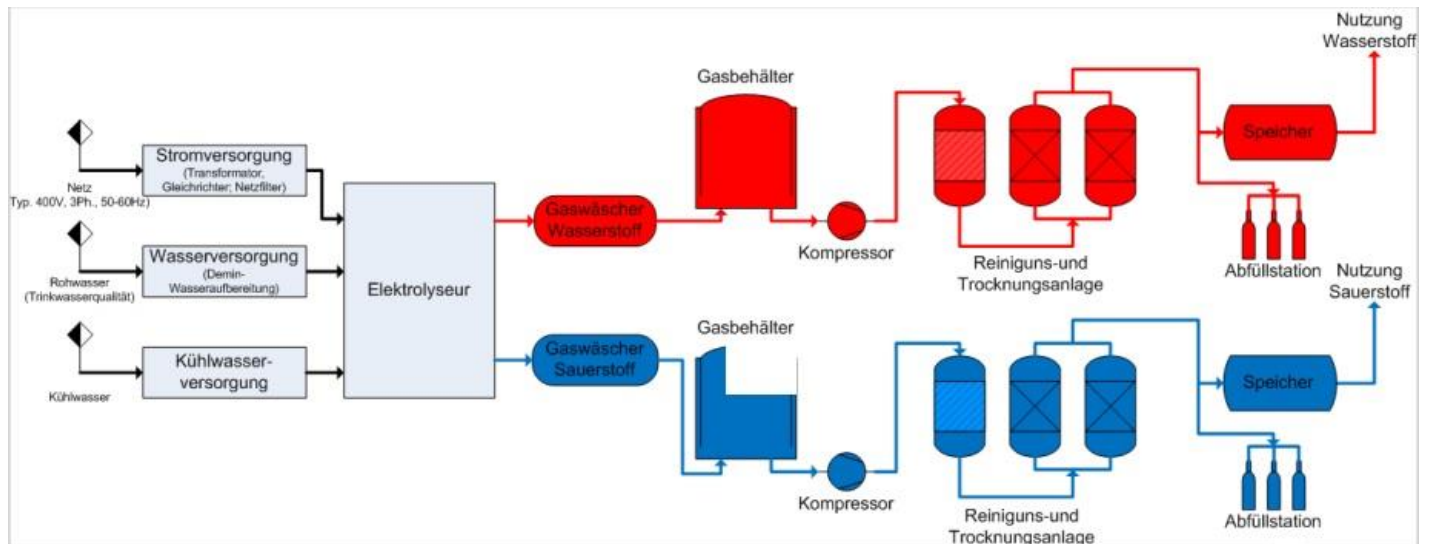


Abbildung 5: Anlagenaufbau einer atmosphärischen Elektrolyse-Anlage

Quelle: Wenske, 2012

Der Aufbau der Druckelektrolyse entspricht dem Aufbau aus Abbildung 5 nur das die Gasbehälter wegfallen und die Kompressoren der Reinigungs- und Trocknungsanlage nachgeschaltet sind. Die Druckelektrolyse wird oft bei Systemdrücken um 30 bar betrieben. Durch den höheren Druck reduziert sich die Baugröße sichtlich. Dem entgegenstehen höhere Investitionskosten des Druckelektrolyseurs sowie ein größerer Wartungsaufwand und umfangreichere Sicherheitstechnik. Zudem reduziert sich bei Drücken über 10 bar, der mögliche Lastbereich auf 30 – 100% (Wenske, 2012), was vor allem im Betrieb mit fluktuierenden erneuerbaren Energien, ein kleiner Nachteil sein kann. Hinzu kommen ein im Vergleich zur atmosphärischen Elektrolyse höherer Wartungsaufwand, eine komplexere Steuerung und ein größerer Sicherheitstechnischer Aufwand.

Aufgrund der Aufgeführten Eigenschaften wird die Atmosphärische Elektrolyse in der weiteren Betrachtung der Druckelektrolyse vorgezogen. In den folgenden Unterkapiteln werden die einzelnen Elektrolysearten ausführlicher dargestellt.

4.3.1. Alkalische Elektrolyse

Die alkalische Elektrolyse ist ein seit vielen Jahren großtechnisch geprüftes Verfahren und kommerziell verfügbar. Für den Einsatz in Kombination mit fluktuierenden erneuerbaren Energien besteht noch Optimierungsbedarf. Da bei den Anlagen der Arbeitsbereich von 20-100% Auslastung reicht und sich die Effizienz sowie die Wasserstoff-Reinheit beim Betrieb in

den unteren Lastbereichen reduzieren. Zudem benötigen die Anlagen etwas Anlaufzeit von einigen Minuten bis zu einer Stunde und bekommen Probleme bei raschen Lastwechseln (Lehner, 2014).

Der Aufbau und die Funktionsweise der Zelle eines alkalischen Elektrolyseurs sind in Abbildung 6 dargestellt. In den beiden Halbzellen, die durch eine ionenleitende Membran getrennt sind, zirkuliert Wasser, dessen Leitfähigkeit durch Zugabe von 20 – 40 % (Masseanteil) Kaliumhydroxid (KOH) gesteigert wird. Von diesem Alkalischen Zusatz stammt auch der Name dieser Variante. Durch die Lauge sinken die inneren Widerstände der Zelle und der Wirkungsgrad wird erhöht. Dicht an der Membran liegen auf beiden Seiten poröse Elektroden mit einer großen Oberfläche. Wenn an den Elektroden eine Spannung aufgebaut wird, die gleich oder größer als die Zersetzungsspannung von Wasser ist, dann wird das kathodenseitige Wasser in atomaren Wasserstoff (H) und Hydroxid-Ionen (OH⁻) aufgespalten. Während die entstehenden Protonen zu H₂-Molekülen reagieren, aufsteigen und abgeschieden werden, diffundieren die Hydroxid-Ionen durch die Membran und reagieren in der Anodenreaktion unter Abgabe von Elektronen zu Wasser und atomarem Sauerstoff.

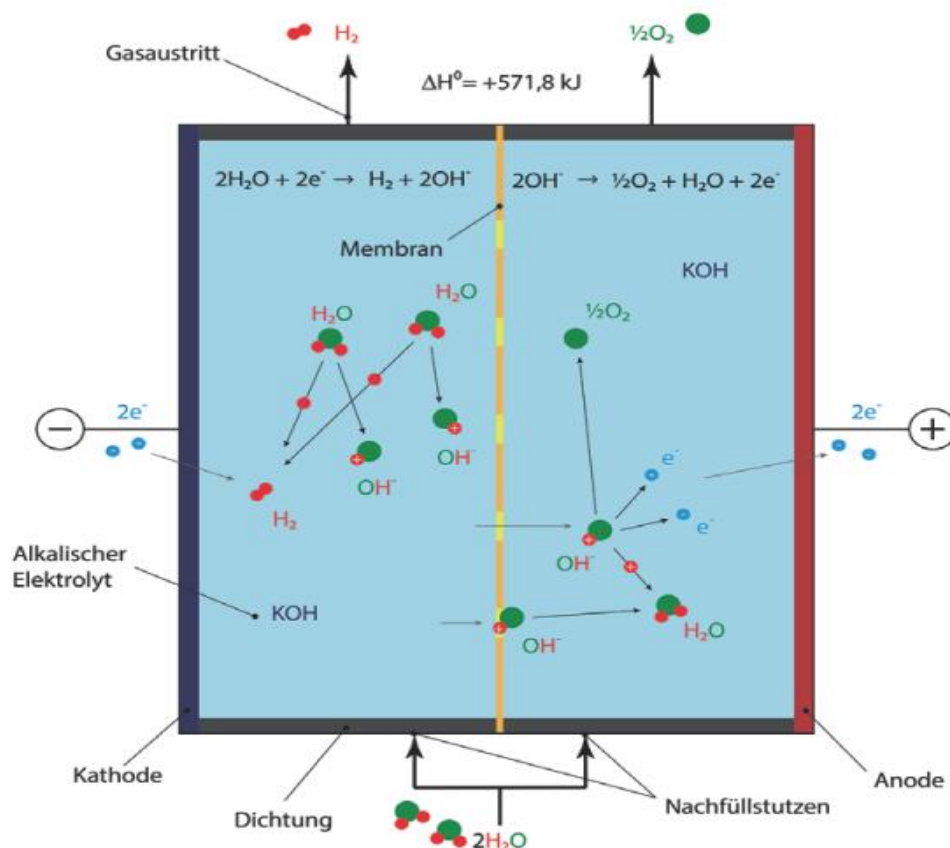


Abbildung 6: Aufbau & Funktionsweise einer Alkalischen Elektrolyse Zelle

Quelle: Sterner & Stadler, 2017

Auch die entstandenen Sauerstoffmoleküle werden abgeschieden und abgeführt, das umgesetzte Wasser wird über die Stutzen nachgefüllt. Der Zellrahmen dichtet die Zelle nach außen hin ab, isoliert die Elektroden voneinander und dient als Träger für die Membran. Als Material wird für den Zellrahmen oft Stahl verwendet, für die Elektroden Nickel bzw. Nickellegierungen und für die Membran Zirfon (Zapf, 2017). Die Zirkulation des Elektrolyten und damit die gleichmäßige Ladungsträgerverteilung können bei niedriger Last größtenteils durch die von den aufsteigenden Gasblasen erzeugte Strömung sichergestellt werden. Bei höherer Last ist zusätzlich eine aktive Umwälzung des Fluid mit entsprechendem Energieaufwand notwendig (Sternier & Stadler, 2017).

4.3.2 Membran-Elektrolyse

Die Membran-Elektrolyse, auch bezeichnet als PEM-Elektrolyse, hat ihren Ursprung in der Brennstoffzellentechnik und basiert auf den umgekehrten Vorgängen in einer Brennstoffzelle. Sie eignet sich besser als die alkalische Elektrolyse für die Anforderungen eines dynamischen Betriebs, da die Anlagen in einem Bereich von 0-100% betrieben werden können und auf Lastwechsel innerhalb von einer Sekunde reagieren (Lehner, 2014). Eine PEM-Elektrolysezelle setzt sich zusammen aus einer protonenleitenden Membran (Proton Exchange Membrane - PEM), die beidseitig fest mit den Elektroden verbunden ist (Abbildung 7). Auf den Elektroden liegt eine Gasdiffusionslage auf. Es ist ein hochporöses und leitfähiges Material. Dieses bewältigt zum einen Teil den Stromfluss von den bipolaren Platten zur Elektrode und gleichzeitig den Transport von Wasser hin zur Elektrode sowie den Abtransport der Produktgase von der Elektrode weg. Die abhängig von der Stack-Ausgestaltung bipolaren Platten führen über die auf ihnen eingravierten Kanäle das Wasser zur Anode und verhelfen zu dem Abtransport der Produktgase. Zusätzlich dienen die Platten der gleichförmigen Verteilung der Stromdichte. Als typischer Werkstoff für die bipolare Platte wird Titan eingesetzt. Für die Elektroden wird Platin auf der Kathode sowie Iridium oder Ruthenium auf der Anode verwendet (Zapf, 2017). Nafion wird aufgrund seiner Mechanischen und Elektrochemischen Widerstandsfähigkeit und hohen Protonen Leitfähigkeit oft für die Membran verwendet (Lehner, 2014).

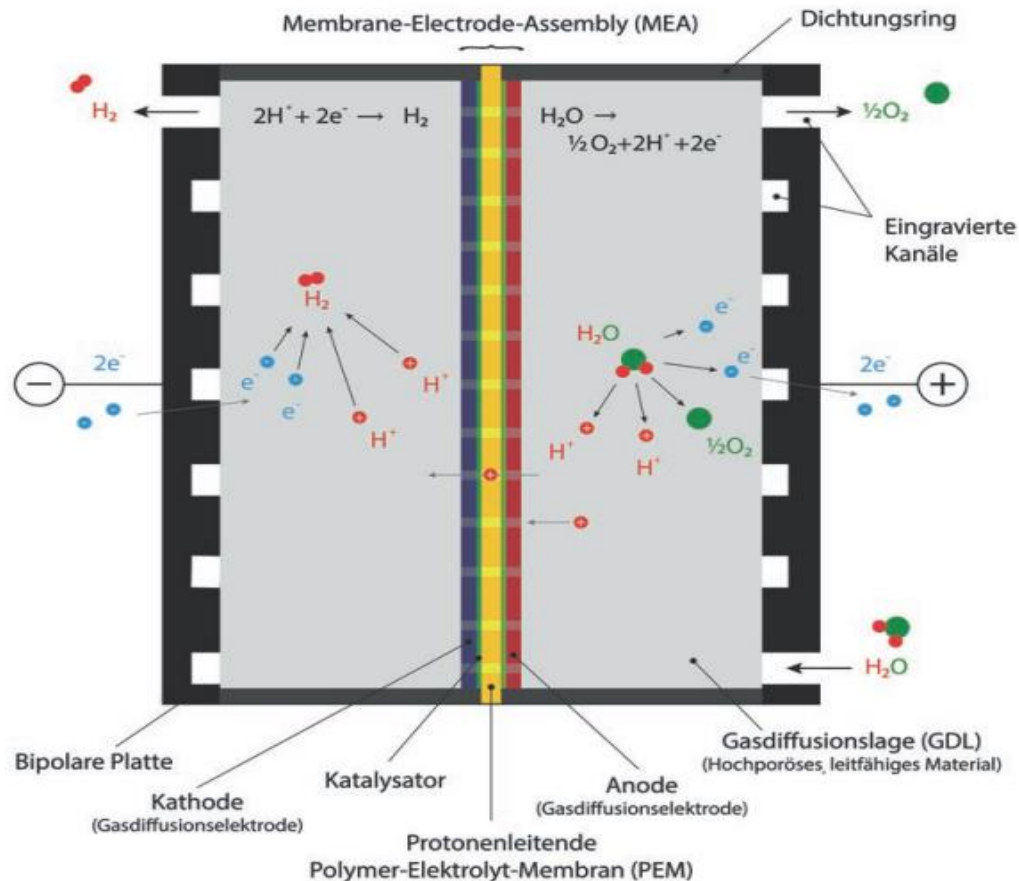


Abbildung 7: Aufbau & Funktionsweise einer PEM-Elektrolyse Zelle

Quelle: Sterner & Stadler, 2017

In ihrer Arbeitsweise unterscheidet sich die PEM-Elektrolyse also prinzipiell von der alkalischen Elektrolyse. Wasser wird nur auf der Anoden-Seite zugegeben und dort in der Anodenreaktion in atomaren Sauerstoff und zwei Protonen zerteilt. Der Sauerstoff reagiert zu O_2 -Molekülen und wird aus der Zelle ausgeleitet, während die Protonen durch die Membran zur Kathode diffundieren und dort in der Kathodenreaktion mit zwei Elektronen zu Wasserstoff umgesetzt werden.

Somit ist die anodenseitige Halbzelle mit Wasser in Kontakt, auf der kathodenseitigen Halbzelle bildet sich demnach ausschließlich reiner Wasserstoff. In der Praxis ist dieser aber noch mit hoher Feuchtigkeit behaftet. Verglichen mit der alkalischen Elektrolyse sind jedoch weitaus weniger unerwünschte Stoffe im erzeugten Wasserstoff enthalten (Sterner & Stadler, 2017). Dies kann von Vorteil sein abhängig davon wie der Wasserstoff weiterverarbeitet wird oder wo er eingesetzt werden soll.

4.3.3 Hochtemperatur-Elektrolyse

Bei der Hochtemperatur-Elektrolyse oder auch Dampf-Elektrolyse wird Wasserdampf statt flüssiges Wasser gespalten. Dadurch ist die Energie für den Phasenübergang von flüssig zu gasförmig nicht innerhalb der Elektrolyse durch Elektrizität aufzubringen, sondern durch externe Wasserverdampfung. Durch die hohen Temperaturen reduziert sich zudem die Spaltungsenergie, welche zur Trennung von Sauerstoff und Wasserstoff aufzubringen ist. Demnach kann die erforderliche Zellspannung im Vergleich zur PEM- und alkalischen Elektrolyse um mehr als 0,5 V auf unter 1 V gesenkt und hohe strombezogene Wirkungsgrade erreicht werden. Die Anlagenkomponenten sind in der Praxis reversibel. Dadurch kann diese Variante sowohl als Brennstoffzelle als auch als Elektrolyseur eingesetzt werden. An Standorten mit schwankendem Energieangebot erhöhen sich dadurch Auslastung und Wirkungsgrad. Die Herausforderungen liegen einerseits in der Langzeitstabilität dieser Technologie andererseits in ihrem technologischen Reifegrad (Sternner & Stadler, 2017).

Die Funktionsweise der Hochtemperatur-Elektrolyse ist folglich die umgekehrte Reaktion der Festoxidbrennstoffzelle sowie vice versa. Wie in Abbildung 8 dargestellt sind beide Halbzellen von einem O_2 -Ionen-leitenden Gasdichten-elektrolyten getrennt, an dem beidseitig die Elektroden anliegen. Kathodenseitig wird überhitzter Wasserdampf eingebracht, der mit zwei Elektronen zu Wasserstoff und O_2^- Ionen reagiert. Der Wasserstoff wird entnommen, die O_2^- Ionen diffundieren durch den Elektrolyten zur Anode, wo sie unter Elektronenabgabe zu Sauerstoff reagieren.

Der Nachteil dieser Anlagen-Technologie ist der schnellere Verschleiß der Zellenbestandteile aufgrund der hohen Temperaturen. Die Dampf-Elektrolyse kommt bisher vor allem in Versuchsanlagen im unteren kW-Bereich zum Einsatz. Dabei wird speziell die Widerstandsfähigkeit von Materialien untersucht (Lehner, 2014).

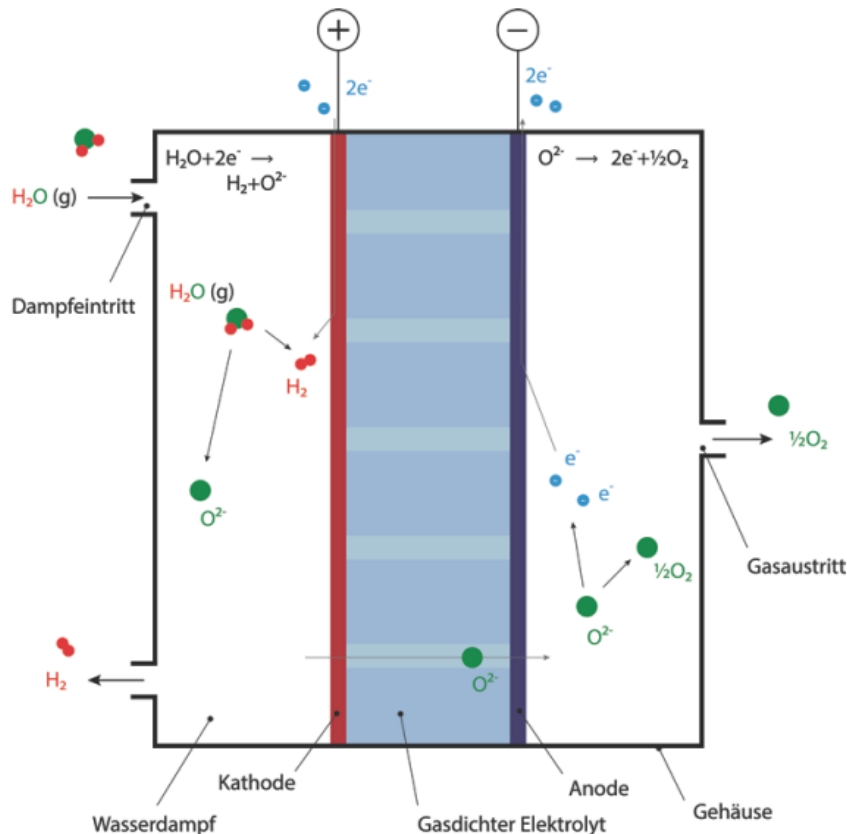


Abbildung 8: Aufbau & Funktionsweise einer Hochtemperatur-Elektrolyse Zelle

Quelle: Sterner & Stadler, 2017

4.3.4 Wasserbedarf und Qualität für die Elektrolyse

Für die Einsetzbarkeit in einer Elektrolyse ist vollentsalztes Wasser (VE-Wasser) erforderlich (Ausfelder, 2017). Dies ist ein Reinheitsgrad, der über die bereits hohen Qualitäts-Ansprüche des Trinkwassers hinausgeht. VE-Wasser muss demgemäß extra bereitgestellt werden. Eine Möglichkeit für den Wasserbezug wäre, eine Süßwasserressource am Standort zu nutzen. Ist diese Quelle vor Ort nicht verfügbar, kann alternativ auch Meer-, Salz- oder Abwasser verwendet werden, wobei diese Quellen mit einem deutlich größeren Energieaufwand zur Aufreinigung verbunden sind. Der elektrische Energieaufwand einer Entsalzungsanlage liegt bei ca. 4 kWh/m³ Trinkwasser plus 90 kW Wärmeenergie, dadurch steigen die Produktionskosten, je nach Salzgehalt des verwendeten Wassers, um 60 – 90 €/Cent/m³ an (Küffner, 2018). Desweiteren wird als ein Output dieses Prozesses ein stark salzhaltiges Konzentrat erzeugt, welches fachgerecht zu entsorgen ist.

Aufgrund dieser Umstände setzt eine nachhaltige Implementierung der Wasserelektrolyse ein nachhaltiges, industrielles Wassermanagement voraus. Zusätzlich zu dem Wasser, welches

zu Wasserstoff umgesetzt wird, besteht für die Elektrolyse ein kontinuierlicher Wasserbedarf für den Anlagenbetrieb sowie ein einmalig anfallender für den Bau. Rein stöchiometrisch wird für den gesamten Herstellungsprozess von einer Tonne Wasserstoff die neunfache Wassermenge benötigt. Der Wasserbedarf ist reduzierbar durch die Wiederaufbereitung und Verwendung von dem Prozessabwasser (Ausfelder, 2017). Trotzdem ist die Verfügbarkeit des benötigten Wassers ein nicht zu unterschätzendes Kriterium für die Errichtung von Produktionsanlagen. Denn Wasser ist eine standortabhängige Ressource, für die verschiedenen Nutzungsinteressen zu erwarten sind. Es besteht die Gefahr, dass eine Implementierung von Wasserstoff-Technologien zu Zielkonflikten in der Wasserverwendung führen. Ausgeprägte aride Regionen wie Wüsten oder Halbwüsten, in denen die lokalen Wasserressourcen bereits erheblich begrenzt sind, wären demnach als ungeeignet einzustufen. Auch wenn dort sehr günstig erneuerbare Energie für den Prozess gewonnen werden könnte, ist eine Errichtung von Elektrolyseanlagen aufgrund der starken Nutzungskonkurrenz um die Ressource Wasser sehr fraglich.

Eine Lösungsmöglichkeit dieses Konfliktes besteht in der räumlichen Trennung der Erzeugung von erneuerbaren Energien und dem für die Elektrolyse benötigten Wasserbedarf. Demnach wird jedoch der Aufbau einer Stromübertragungs-Infrastruktur von der Erzeugung zu entsprechend verfügbaren Wasserstandorten notwendig mit entsprechenden Übertragungsverlusten. Eine andere Variante wäre der Antransport des Wassers (Ausfelder, 2017). Beide Szenarien würden die Kosten für eine Wasserstoffproduktion maßgeblich erhöhen.

4.3.5 Verwendung von Nebenprodukten

4.3.5.1 Sauerstoffnutzung

Der im Elektrolyseprozess entstandene Sauerstoff kann an die Atmosphäre abgegeben oder aufgefangen und genutzt werden. Nutzungsmöglichkeiten bestehen für industrielle Verbrennungs-, Oxidations- und Heizprozesse, in der Medizin, für Luft und Raumfahrt, in Kläranlagen und schließlich in einer Brennstoffzelle.

Die Nutzung des Sauerstoffes durch Abnehmer die sich nahe zur Erzeugungsstelle befinden kann die Effizienz und Wirtschaftlichkeit der Elektrolyse-Anlage erhöhen. Ein langer und aufwendiger Abtransport des Sauerstoffes zu einem Abnehmer ist wenig sinnvoll, indem Fall sollte er an die Atmosphäre abgegeben werden.

4.3.5.2 Wärmenutzung

Ein zusätzliches nutzbares Produkt der Elektrolyse ist, neben Wasserstoff und Sauerstoff, die Prozessabwärme. Bei der Wasserelektrolyse entsteht Wärme, welche das Potenzial besitzt, in Wärmenetze eingesetzt zu werden. Die Nutzung von Abwärme ist meist technisch simpel realisierbar und kostengünstig. Abwärme ist stetig aus dem Anlagenprozess abzuführen, daher ist eine zuverlässige Abnahme vorauszusetzen. Der beim Bezug von Wind- und Solarenergie wechselnde Betrieb ist daher eine Herausforderung für die Identifikation einer optimalen Wärmesenke. Da deren Abnahmeverhalten oft nicht plan- oder steuerbar ist, bietet sich die Installation eines Wärmepufferspeichers im System an. Zusätzlich wird ein Kühlsystem installiert, welches falls nötig die überschüssige Abwärme abführt.

Zu den wichtigsten Kriterien von energietechnischen Prozessen zählt der Wirkungsgrad. Der Wirkungsgrad der Wasserelektrolyse mit anschließenden Nutzungspfaden lässt sich durch den Einsatz von der Abwärme des Anlagenbetriebes steigern (Abbildung 9). Ein Teil der Abwärme kann jedoch nicht genutzt werden, wie beim Anfahren der Anlage, da das Temperaturniveau zu niedrig ist. Hinzu kommen Verluste im Leitungssystem und im Wärmetauscher. Die nutzbare Prozessabwärme überwiegt jedoch die Wärmeverluste, damit kann der Gesamtwirkungsgrad der Elektrolyse gesteigert werden (Sternier & Stadler, 2017).

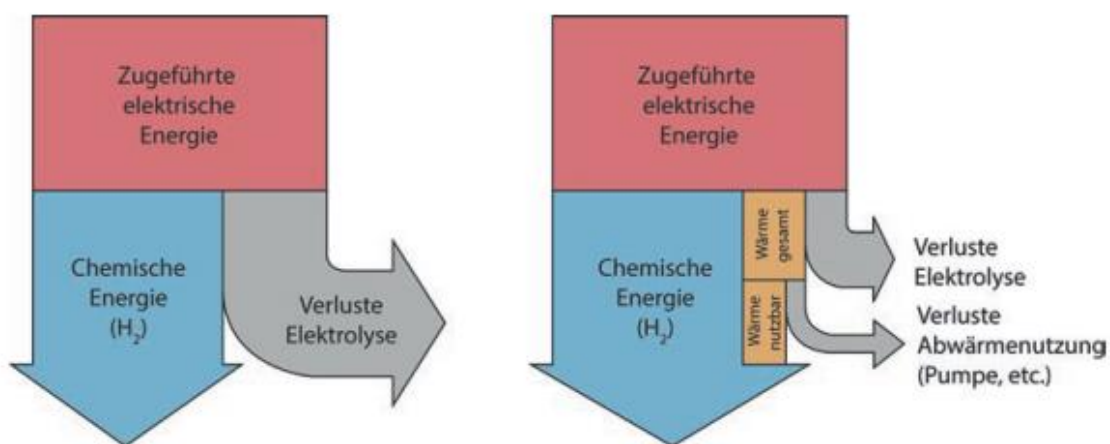


Abbildung 9: Wirkungsgrad der Elektrolyse mit und ohne Wärmenutzung

Quelle: Sternier & Stadler, 2017

Ob die Abwärme sinnvoll in ein Wärmenetz integriert werden kann, ist maßgeblich von drei Faktoren beeinflusst: Das verwendete Elektrolyseverfahren bzw. das vorherrschende Temperaturniveau, dem Vorhandensein einer geeigneten Wärmesenke & deren Distanz zum Erzeugungsstandort (Sternier & Stadler, 2017).

Die unter Abschnitt 4.3 beschriebenen Elektrolyseverfahren unterscheiden sich bezüglich ihres Temperaturniveaus (Schmidt et al., 2017):

Tabelle 1: Betriebstemperaturen verschiedener Elektrolysearten

	Alkalische - Elektrolyse	PEM - Elektrolyse	Hochtemperatur- Elektrolyse
Betriebstemperatur	60 – 80°C	50 – 80°C	650–1000°C

Die Temperaturabgabe der Elektrolyse sollte grundsätzlich über dem Temperaturniveau des Wärmekreislaufes liegen. Da derzeit die alkalische- sowie auch die PEM-Elektrolyse am weitesten verbreitet sind, ist in den meisten Fällen nur die Einspeisung in den Rücklauf von Wärmenetze sinnvoll. Als Ausnahme können Industriestandorte in unmittelbarer Nähe mit einem Wärmebedarf auf niedrigem Temperaturniveau angeschlossen werden. Ebenfalls geeignet sind Schwimmbäder oder Krankenhäuser, öffentliche Einrichtungen oder vergleichbare Verbraucher mit einem großen Wärmebedarf, bei denen die Höhe des Temperaturniveaus eine zweitrangige Rolle spielt. Das letzte Kriterium ist die Distanz zwischen den Einspeisemöglichkeiten und dem Anlagenstandort. Denn weite Übertragungswege verursachen größere Investitionskosten und zusätzliche Übertragungsverluste (Sterner & Stadler, 2017).

Diese Faktoren minimieren den technisch und wirtschaftlich erfolgreichen Einsatz eines Abwärmenutzungskonzepts zum Teil erheblich. Durch die Verwertung der Wärmeenergie einer Elektrolyseanlage kann nicht nur der Gesamtwirkungsgrad gesteigert, sondern auch die Wirtschaftlichkeit und CO₂ -Bilanz weiter verbessert werden.

5. Die Methanisierung von Wasserstoff

Nachdem die verschiedenen Verfahren zur Wasserstoffherstellung vorgestellt wurden, steht in diesem Kapitel der nun weiterführende Schritt der Methanisierung im Focus. Für diesen bedarf es neben Wasserstoff einer Kohlenstoffquelle; welche Quellen dafür grundsätzlich erschließbar sind, wird zunächst geklärt. Darauf folgt die Darstellung der beiden Methanisierungsoptionen.

5.1 Mögliche Kohlenstoffquellen

Für kohlenstoffhaltige PtX-Produkte wird eine Kohlenstoffquelle benötigt. Für die Versorgung der Methanisierung mit CO₂ stehen verschiedene Quellen zur Verfügung.

5.1.1 Kohlenstoff aus der Atmosphäre

Die Zusammensetzung von dem Gasgemisch der Erdatmosphäre entspricht global folgender Aufteilung:

- Stickstoff (78,08 %)
- Sauerstoff (20,95 %)
- Argon (0,93 %)
- Kohlenstoffdioxid (0,04 %)

sowie Spurenbestandteile von weiteren Gasen und Aerosolen. Durch den Einsatz von Verfahrenstechniken (Direct Air Capture - DAC) ist es möglich, den vorhandenen CO₂-Anteil aus der Luft abzutrennen. DAC ermöglicht, CO₂ losgelöst von Punktquellen in fast reiner Form direkt aus der Umgebungsluft zugewinnen. Bei dieser Technologie ist es möglich, die anfallenden Volumenströme dem tatsächlichen Bedarf anzupassen, dadurch entfällt nahezu die Notwendigkeit einer Zwischenspeicherung von CO₂. Der Nachteil für diese Art der Gewinnung besteht darin, dass durch die karge Konzentration ein entsprechend hoher Energieaufwand zur Abtrennung erforderlich ist. Nach Goeppert (et. Al., 2012) existieren allgemein zwei praktikable Verfahren:

- Absorption in basischen Medien, dabei reagiert CO_2 mit wässrigen Lösungen starker Basen zu entsprechenden Carbonaten.
- Adsorption an Aminen, CO_2 wird reversibel an funktionelle Amin-Gruppen ($-\text{NH}_2$) gebunden.

Das größere Potenzial besitzt die Adsorptions-Abscheidetechnologie, da diese energetisch effizienter arbeitet als die Absorptionsverfahren. Faktoren, welche die Energiebilanz der Verfahren beeinflussen, sind die Standortbedingungen sowie die gewählten Verfahren zur Desorption/Regeneration des Sorbents.

5.1.2 Kohlenstoff aus Industrieprozessen

In Abgasströmen von industriellen Prozessen fällt CO_2 mit unterschiedlichen Konzentrationen sowie Verunreinigungen an, dies ist abhängig von der jeweiligen Produktion. Beeinflusst von Menge und Art der Verunreinigungen sowie mit sinkender CO_2 -Konzentration steigt der aufzubringende Trennaufwand (Sterner & Stadler, 2017).

Als Kohlenstoffquelle eignen sich Anlagen zur Ammoniaksynthese, der fossilen Energieerzeugung (Kohlekraftwerke) und chemische Industrien mit CO_2 -Strömen. Das Spektrum der CO_2 -Konzentrationen industrieller Quellen reicht dabei von der Roheisen- und Stahlherstellung mit 15 % bis zu 100 % in der Ammoniaksynthese (Ausfelder, 2017). Negativ anzumerken ist bei dieser Art von Punktquellen, dass ihre Rohstoffbasis fossil geprägt ist. Daher sollte neben den CO_2 -Bilanzen auch die örtliche und zeitliche Verfügbarkeit dieser Quellen im Fortschreiten der Defossilisierung beachtet werden.

5.1.3 Kohlenstoff aus Biogasanlagen

Durch den Fermentations-Prozess in Biogasanlagen wird aus zugeführten Substraten ein Gasgemisch erzeugt, welches sich anteilig folgendermaßen zusammensetzt (FNR, 2020):

- Methan (50-75 %)
- Kohlendioxid (25-45 %)
- Stickstoff (< 5%)
- Sauerstoff (< 2%)
- Wasserstoff (< 1%)

Spurenbestandteile von

- Schwefelwasserstoff ($10\text{-}30.000\text{ mg/m}^3$)
- Ammoniak ($2\text{-}300\text{ mg/m}^3$)

Der größte beeinflussende Faktor für die Gaszusammensetzung stellen die gewählten Einsatzstoffe für die Fermentation da. Das gewonnene Biogas kann gespeichert sowie weiter aufbereitet werden. Durch Entschwefelung, Gaskühlung und Trocknung des Rohgases wird dessen Qualität erhöht, wodurch es bauteilschonender verwertet werden kann. Auch umsetzbar ist eine weiterführende Aufbereitung durch CO_2 -Abtrennung zur Erreichung von Biomethan-Reinheitsgraden von über 95% (Sterner & Stadler, 2017), sodass eine Einspeisung ins Erdgasnetz möglich ist. Dabei würde hochkonzentriertes CO_2 anfallen.

Der im Biogas enthaltene Kohlenstoff zeichnet sich durch seine nachhaltige Herkunft aus, da dieser über biologische Prozesse zunächst der Atmosphäre entzogen und pflanzlich gebunden wurde. Ein weiterer Vorteil dieser Kohlenstoffquelle liegt in der flächendeckenden Verteilung von Biogasanlagen in Deutschland, siehe Abbildung 10.

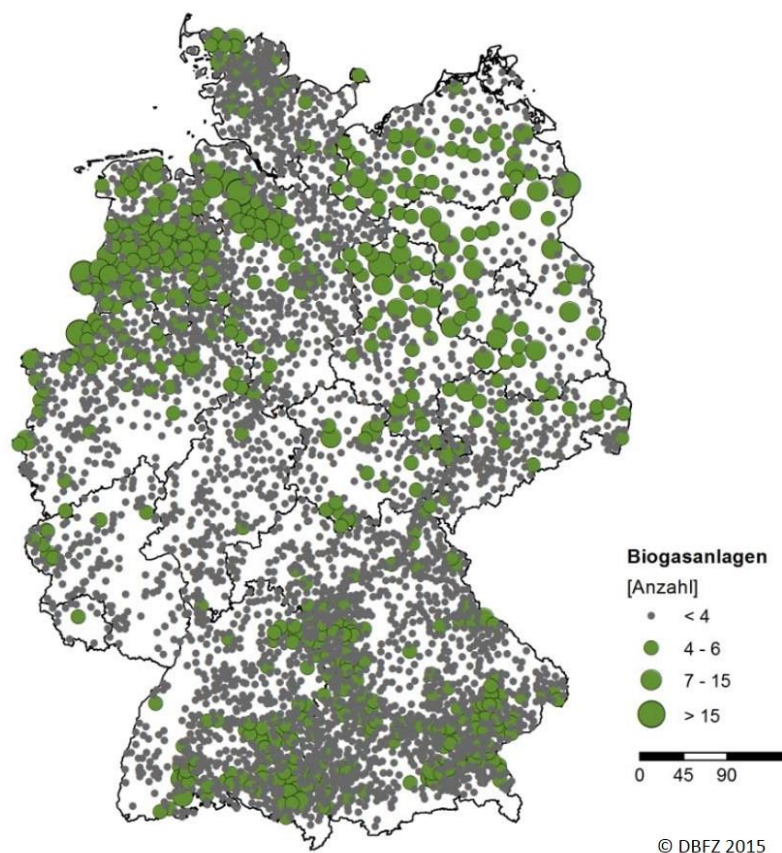


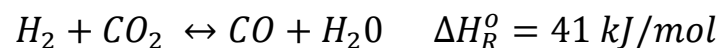
Abbildung 10: Verteilung von Biogasanlagen in Deutschland

Quelle: DBFZ

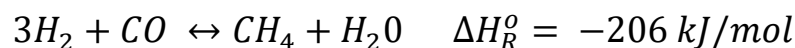
Dadurch eignet sich diese Punktquelle besonders für eine dezentrale kohlenstoffhaltige PtX-Produktion. Weitere mögliche biogene CO₂-Quellen stellen Biomassevergasungsverfahren dar, die Erzeugung von Bioethanol und die CO₂-Abtrennung von Kläranlagen (Sternner & Stadler, 2017). Für die biologische Methanisierung würde sich bereits die Verwendung des Rohbiogases eignen. Durch Aufbereitungsschritte wird das Biogas auch für die chemische Methanisierung verwendbar.

5.2 Die chemische Methanisierung

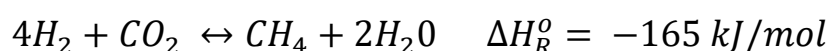
Der französische Chemiker Paul Sabatier gab im Jahr 1902 die Entdeckung der Umwandlung von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid zu Methan bekannt. Dadurch wurde der Wissenschaftler somit auch zum Namensgeber dieser chemischen Reaktion, dem Sabatier-Prozess. Die Dampfreformierung ist die Umkehrung der Sabatier-Reaktion. Die Mechanismen der chemischen Methanisierung sind das Zusammenspiel zweier reversibler Gleichgewichtsreaktionen (Schultz, 2005). Die Wassergas-Shift-Reaktion läuft zu Beginn ab, dabei kommt es zur Aufspaltung des wenig reaktiven CO₂:



Anschließend folgt die zweite chemische Reaktion, in der CO hydriert wird:



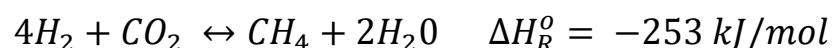
Zusammen bilden beide Reaktionen die Reaktionsgleichung des Sabatier-Prozess:



Diese Reaktion, bei der Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid in Methan und Wasser gewandelt wird, ist stark exotherm. Die Reaktion ist in einem Temperaturbereich zu halten, in welchem die Methanproduktion bevorzugt abläuft. Deswegen ist sicherzustellen, dass die freigesetzte Wärme konstant abgeführt wird. Ein sinnvolles Wärmenutzungskonzept ist dabei entscheidend. Durch die Verwendung von geeigneten Katalysatoren wird die Reaktionstemperatur reduziert. 1902 fiel bereits den Forschern Paul Sabatier und Jean-Baptiste Senderens auf, dass diverse Materialien wie Nickel, Platin, Eisen, Ruthenium, Rhodium und Cobalt die Reaktion unterstützen. Diese Katalysatoren haben gemeinsam, dass Verunreinigungen im Gas wie Schwermetalle, Chlor und besonders Schwefelverbindungen schädigend auf sie wirken (Kopyscinski et. Al., 2010). Damit der Katalysator nicht deaktiviert wird, besteht die Anforderung an höchste Reinheit der Eduktgase. Diese Methanisierungsreaktoren werden in der Praxis in Temperaturbereichen von 200 bis 600°C sowie bei Drücken von 20 bis 80 bar betrieben. Sinkt die Prozesstemperatur unterhalb von 200°C, kann Nickeltetracarbonyl entstehen, welches stark schädigend auf Katalysatoren wirkt (Kaltenmeier, 1988).

5.3 Die Biologische Methanisierung

Der Begriff Biologische Methanisierung beschreibt die von Mikroorganismen katalysierte Umwandlung von Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff zu Methan und Wasser. Für sie ist dieselbe Reaktionsgleichung wie bei der Chemischen Methanisierung gültig:



Lediglich die Reaktionsenthalpie unterscheidet sich, aufgrund der Energie, die zur Verdampfung des Wassers bei der chemischen Methanisierung anfällt. In der biologischen Methanisierung liegt das Wasser flüssig vor, aufgrund des Temperaturbereiches von 40-70°C, in welchem sie stattfindet (Müller, et. Al., 1993). Im Gegensatz zur chemischen Methanisierung wird die katalytische Leistung bei der biologischen Methanisierung enzymatisch von Mikroorganismen erbracht. Alle bisher entdeckten methanproduzierenden Mikroorganismen sind fähig, H₂ und CO₂ zu verstoffwechseln. Die Lebewesen stammen aus der Domäne der Archaeen, diese entstand als erste Lebensdomäne vor etwa 3,5 Milliarden Jahren. Damals war in der Erdatmosphäre noch kein Sauerstoff vorhanden, daher

entwickelten die Organismen unter anaeroben Bedingungen diesen speziellen Stoffwechsel. Archaeen überleben in extremen Umwelten wie in den Tiefen von Ozeanen, in Vulkanen, in Verdauungstrakten von Wiederkäuern oder in Fermentern (Sterner & Stadler, 2017).

Diese Widerstandsfähigkeit der Archaeen lässt sich prozesstechnisch nutzen. Wird die Zufuhr von den Einsatzgasen ausgesetzt, werden die Mikroorganismen inaktiv, bleiben jedoch in einem Bereitschaftszustand, der ihnen erlaubt, beim Wiederaufstart der Anlage die Methanproduktion fortzusetzen. Dieser Prozess findet unter Atmosphärendruck statt, ist sehr ausdauernd und lastflexibel. Ein sofortiger Lastwechsel von 100% auf 0% und ein Wiederaufstart nach über drei Wochen (560h) war versuchsweise im Labormaßstab mühelos möglich (Graf, 2014). Eine Aufbereitung und Reinigung der Einsatzgase ist nicht notwendig, die eventuellen anfallenden Begleitstoffe werden von den Archaeen für das Wachstum mitgenutzt.

Zwischen den verschiedenen methanherstellenden Archaeen-Stämmen herrscht ein großer Unterschied in den Methanbildungsraten. In Versuchen wurde mit verschiedenen Reinkulturen gearbeitet, dabei lieferten bei 65°C kultivierte Kulturen der Euryarchaeota Methanbildungsraten von $120 \cdot 10^{-3} - 150 \cdot 10^{-3} \text{ mol/(g} \cdot \text{h)}$ (Rittmann, et. Al., 2012). Dem Mikroorganismus NK-15 konnte sogar eine Rate von $290 \cdot 10^{-3} \text{ mol/(g} \cdot \text{h)}$ nachgewiesen werden (Nishimura, et. Al., 1992). Der ideale pH-Wert liegt bei 7, Toleranz weist der Prozess in einem pH-Bereich von 5 bis 8 auf (Barik, et. Al., 1988). Diese Mikroorganismen bilden ein Produktgas in verschiedenen Anlagengrößen mit einem 97-98% Methananteil, dies entspricht den vorgegebenen Gasqualitäten zur Einspeisung und muss daher nicht weiter aufbereitet werden (Sterner & Stadler, 2017). H_2 zeigt eine schlechte Löslichkeit in Flüssigkeiten, daher stellt sich die Bereitstellung von Wasserstoff an die Mikroorganismen als herausfordernd da. Der Problematik kann mit Rührtechnik und speziellen Einbringungsverfahren begegnet werden, jedoch besteht hierbei noch Entwicklungspotential (Graf, 2014).

Die biologische Methanisierung kann grundsätzlich in zwei möglichen Varianten zur Steigerung der Methanausbeute bei Vergärungsanlagen eingesetzt werden. Entweder findet die Reaktion im Fermenter (In-situ Methanisierung) oder in einem separaten Reaktor mit einer Reinkultur (Ex-situ) statt. Eine In-situ Umsetzung ermöglicht eine Einbindung in bestehende Anlagen und Prozesse, jedoch besteht noch Unklarheit über die Wechselwirkung zwischen der Methanisierung und den bestehenden Fermentationsprozessen. Eine Verwendung von Reinkulturen ist dabei nicht möglich. Zudem weist das entstehende gemischte Produktgas im Fermenter einen niedrigeren Methananteil auf und müsste zur Einspeisung aufbereitet werden. Demgegenüber liefert die Ex-situ Produktion diese hohe Methanreinheit sowie die Möglichkeit der exakten Prozesssteuerung, jedoch sind dabei höhere Investitionskosten für die zusätzliche Anlagentechnik aufzubringen (Graf, 2014).

5.4 Vergleich der Chemischen & Biologischen Methanisierung

Eine Gegenüberstellung der wichtigsten prozesstechnischen Parameter (Tabelle 2) der beiden Methanisierungsverfahren soll Stärken und Schwächen hervorheben. Eine wichtige Kenngröße katalytischer Prozesse ist die Raumgeschwindigkeit (englisch: gas hourly space velocity; GHSV). Die GHSV beschreibt das Verhältnis von Gasvolumenstrom zu Katalysatorvolumen. Nach Graf (et. Al., 2014) erreicht die chemische Methanisierung Werte von bis zu 5000 h^{-1} und liegt damit deutlich über der Raum-Zeit-Ausbeute der biologischen Methanisierung mit 25 und 110 h^{-1} . Folglich werden bei der biologischen Methanisierung größere Reaktorvolumina benötigt, um bei gleichartigen Bedingungen die gleiche zeitliche Produktivität zu leisten. Daher ist ein Upscaling der Anlagengrößen der biologischen Methanisierung in Relation schwieriger zu gestalten.

Tabelle 2: Gegenüberstellung der Eigenschaften der beiden Methanisierungsverfahren

	Chemische Methanisierung	Biologische Methanisierung
Temperatur	200 – 600 °C	40 – 70 °C
Druck	5–80 bar	1–3 bar
Raumgeschwindigkeit (GHSV)	bis zu 5000 h^{-1}	25 - 110 h^{-1}
Katalysator	Metallische Materialien	Enzymatisch
Anspruch an die Eduktgas Reinheit	Sehr Hoch	Gering
Reaktionsenthalpie	-165 kJ/mol	-253 kJ/mol

Hohe Methananteile sind durch beide Verfahren erreichbar, jedoch hat die chemische Methanisierung einen deutlich höheren Anspruch an die Reinheit der Eduktgase (H_2 und CO_2). Die Anforderungen an die Prozess-Parameter Temperatur und Druck unterscheiden sich deutlich mit 40–70 °C zu 200–600 °C sowie 1–3 bar zu 5–80 bar. Mit der biologischen Methanisierung sind flexible und rasche Lastwechsel möglich, wohingegen für die chemische Variante zunächst die nötige Betriebstemperatur bereitgestellt werden muss. Systemdienlich orientierte dezentrale Anlagen im kW-Maßstab sind mit der biologischen Methanisierung technisch vorteilhafter umsetzbar (Graf, 2014).

6. Rahmenbedingungen für Speichergase in Deutschland

Nachdem in den vorherigen Kapiteln die Sektorkopplung, Power-to-X sowie die Verfahren der Wasserstoff-Produktion und Methanisierung vorgestellt wurden, folgt nun eine Betrachtung der gegenwärtigen Rahmenbedingungen für diese Energieträger-Gase in Deutschland. Dabei werden die Dimensionen Politik/Recht, Wirtschaft und Gesellschaft beleuchtet.

6.1 Politische & rechtliche Rahmenbedingungen

Das zentrale Finanzierungsinstrument für die Energiewende und den Klimaschutz in Deutschland ist der Energie- und Klimafonds (EKF). Bis 2030 sollen insgesamt, einschließlich Fördermaßnahmen außerhalb des EKF, Leistungen in dreistelliger Milliardenhöhe für den Klimaschutz und die Energiewende eingesetzt werden. Im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS, 2020) wird das Bundesministerium für Bildung und Forschung die Entwicklung neuer klimafreundlicher Wasserstofftechnologien weiter vorantreiben. Im Einzelnen sind sieben Milliarden Euro für die Förderung von Wasserstofftechnologien hierzulande und zwei Milliarden Euro für internationale Partnerschaften im Kontext von Wasserstoff vorgesehen.

Zudem wird die Bundesregierung ab dem Jahr 2021 eine CO₂ - Bepreisung einführen, welche die Sektoren Wärme und Verkehr betrifft, sowie alle fossilen Brennstoffemissionen, die nicht bereits im EU-Emissionshandelssystem (EU ETS) mit einem CO₂-Preis belegt sind. Die Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieformen sollen von dem nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) aufgegriffen werden. Der Bereich Wärme dieses Systems betrifft dabei die Emissionen des Gebäudesektors sowie der Energie- und Industrieanlagen, welche außerhalb des EU-Emissionshandel liegen. Der Luftverkehr ist dem EU-ETS zugeordnet, alle anderen Bereiche des Verkehrssektors, welche fossile Kraftstoffe verbrauchen, werden von dem national eingeführten System einbezogen. Die Pflicht zum Erwerb von Emissionsberechtigungen soll generell von den Inverkehrbringern von fossilen Brennstoffen in Deutschland erbracht werden.

Dieses Emissionshandels-System ist folgendermaßen aufgebaut: Im ersten Schritt wird ein Festpreissystem entwickelt, bei dem Zertifikate auf einer vorgelagerten Handelsebene an die - in diesen Märkten agierenden - Unternehmen verkauft werden. Dadurch soll ein verlässlicher Preispfad beschriftet werden, der es den wirtschaftenden Unternehmen und den Verbrauchern ermöglicht, sich auf die Weiterentwicklung des Systems einzustellen. Parallel ist

das Ziel, eine Handelsplattform zu etablieren, die eine Versteigerung der Zertifikate ermöglicht.

Beginnend mit dem Jahr 2021 werden Zertifikate zu einem staatlich festgelegten Preis von 25€ pro Tonne CO₂ ausgegeben. Das entspricht laut einer Pressemitteilung der Bundesregierung (2020) einem Zuschlag von 7 €-Cent pro Liter Benzin, 8 €-Cent pro Liter Diesel, 8 €-Cent pro Liter Heizöl und 0,5 €-Cent pro Kilowattstunde Erdgas. Der CO₂-Preis steigert sich kontinuierlich jedes Jahr bis 2025 auf einen Betrag von 55€ pro Tonne CO₂. Werden in einem Jahr von den Marktteilnehmern mehr Zertifikate aufgebraucht als es den Emissionszuweisungen für Deutschland zusteht, müssen aus anderen europäischen Mitgliedsstaaten demgemäß Zertifikate zugekauft werden. Im Jahr 2026 wird eine maximale Emissionsmenge festgelegt, die jährlich reduziert wird. Ab 2026 findet die Versteigerung der Zertifikate in einem Preis-Korridor mit 55€ pro Tonne CO₂ am unteren Ende sowie einem Wert von 65€ pro Tonne CO₂ am oberen Ende, gesetzlich festgelegt, statt. Im Jahr 2025 soll diskutiert und entschieden werden, inwieweit Höchst- und Mindestpreise für die Zeit nach 2027 nützlich oder gar erforderlich sind (Klimaschutzprogramm 2030, 2019).

Weitere relevante Regularien für Power-to-X ist die vor allem den Verkehrssektor betreffende Effort Sharing Decision (EU ESD) sowie die zweite Renewable Energy Directive - RED II. Es liegt im Grundprinzip von Power-to-X, mehrere Sektoren zu betreffen, was zur Folge hat, dass sich verschiedene regulatorische Bereiche annähern oder sogar kreuzen könnten. Die Auswirkungen und der tatsächliche Umgang mit überkreuzenden Regularien lassen sich derzeit noch nicht fundiert ermitteln. Fest steht, dass der rechtliche Rahmen eine Wirkung auf die Maßnahmen und Aktivitäten für eine nachhaltige Energieerzeugung hat (Ausfelder et al. 2017). Demnach ist es zur Einhaltung der Nachhaltigkeitsziele von Bedeutung, die Entwicklung dieser Zusammenhänge zu beobachten, um entsprechend auf Fehlentwicklungen reagieren und gegensteuern zu können.

Nach Ausfelder (2019) ist der Energiemarkt in seiner momentanen Gestaltung noch nicht auf das Bereitstellen von Flexibilität ausgelegt, da rechtlich eine beständige Stromabnahme begünstigt wird durch den Nachlass von Netzentgelten. Dagegen ist eine Umwandlung von Strom in andere Energieträger umlage- und abgabepflichtig, da nach aktuell gültiger Rechtslage die Umwandlungsanlage als Endverbraucher des Stromes eingeordnet wird. Lediglich eine anschließende Rückverstromung des produzierten Energieträgers würde zu einer Abgabebefreiung führen.

Weitere Studien (Lorenczik et. Al., 2018; Agora Energiewende, 2017) heben ebenfalls hervor, dass die gegenwärtige Gestaltung von EEG-Umlage und Netzentgelten im Kontext der Sektorenkopplung überdacht werden muss: „Das derzeitige System der Steuern, Entgelte,

Abgaben und Umlagen auf Energie verhindert eine kosteneffiziente Energiewende. Die sachlich inkonsistente Systematik verzerrt Kraftwerkseinsatz, Flexibilität und Nachfrage und verursacht Ausweichreaktionen. Zudem behindert sie Lastmanagement, Elektromobilität, Power-to-X-Technologien und eine effiziente Gebäudesanierung. (...) Strom wird um ein Vielfaches höher belastet als Benzin, Diesel, Erdgas oder Heizöl (Abbildung 11). Strom wird derzeit durch Steuern, Abgaben, Umlagen und Entgelte mit 18,7 Cent je Kilowattstunde (ct/kWh) belastet, Benzin mit 7,3 ct/kWh, Diesel mit 4,7 ct/kWh, Erdgas mit 2,2 ct/kWh und Heizöl mit nur 0,6 ct/kWh“ (Agora Energiewende, 2017).

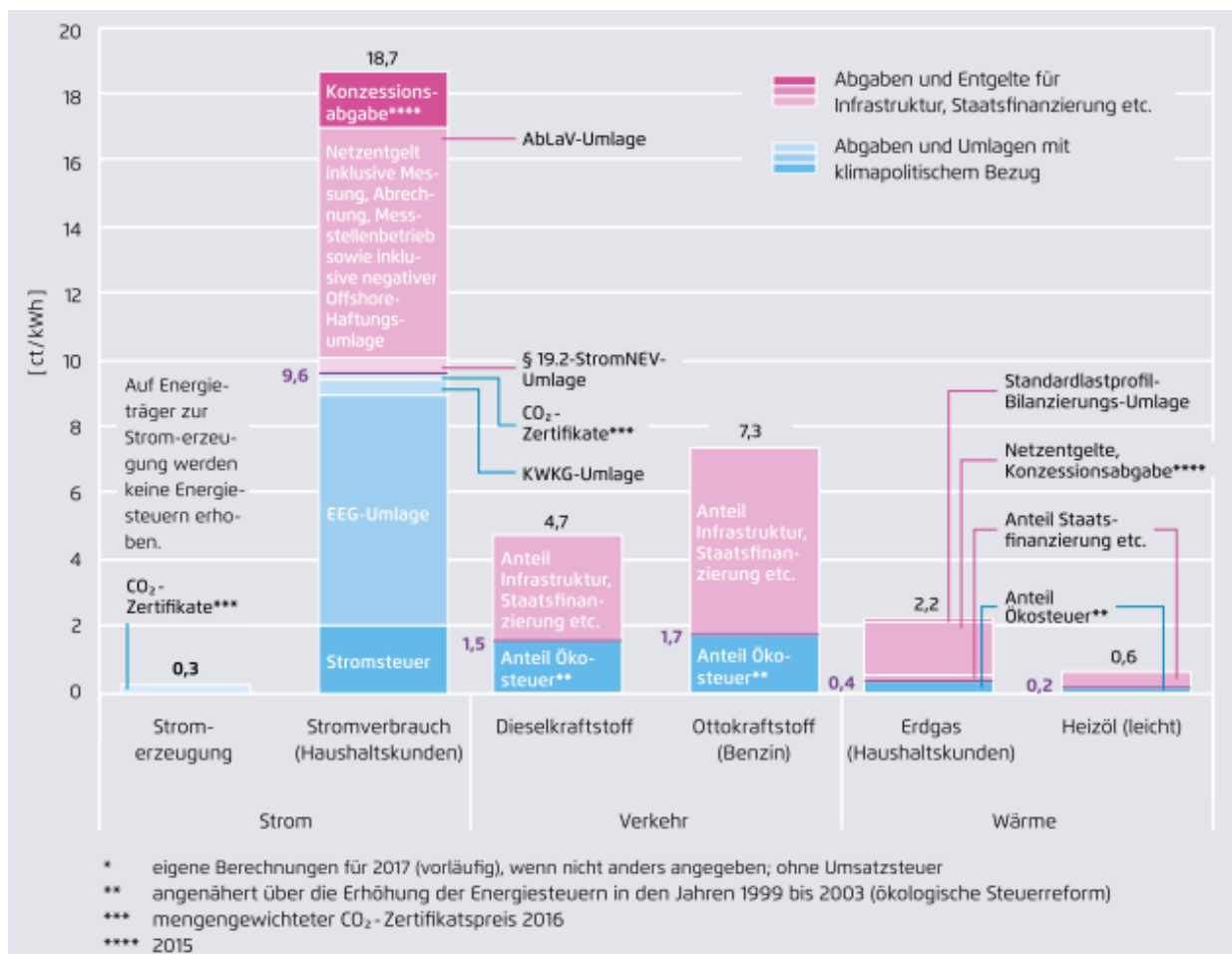


Abbildung 11: Abgaben, Entgelte und Umlagen die auf Energieträger erhoben werden

Quelle: Agora Energiewende, 2017

Die Bundesregierung misst mit Blick auf die Sektoren übergreifenden Zusammenhänge im Energiesystem den nachhaltigen gasförmigen Energieträgern für den Umbau der Wirtschaft eine zentrale Rolle zu. Dies geht aus dem Klimaschutzprogramm, der Nationalen Wasserstoffstrategie sowie dem Dialogprozess Gas seitens der Bundesregierung hervor. Angetrieben durch die immer anspruchsvolleren Herausforderungen bis zum Jahr 2050 wird die Dimension der Speichergase noch erheblich an Bedeutung hinzugewinnen.

„Die Entwicklung entsprechender Märkte sowie der Aufbau von Produktionsanlagen und Infrastrukturen im erforderlichen Umfang brauchen Jahrzehnte. Damit die verabschiedeten Klimaschutzziele erreicht werden können, muss deshalb zügig mit diesem Aufbau begonnen werden. (...) Eine frühzeitige Entwicklung der Technologien und ihre Untersuchung in Pilotprojekten und Demonstrationsvorhaben ist deshalb essenziell, um sicherzustellen, dass sie einsatzreif zur Verfügung stehen, wenn ein breiter Einsatz notwendig wird“ (Ausfelder et al. 2017).

Eine Notwendigkeit zur Schaffung von für Power-to-X geeigneten rechtlichen Rahmenbedingungen ist also wissenschaftlich erkannt und herausgestellt sowie von der Politik mit Absichtserklärungen zur Anpassung aufgenommen worden. Momentan findet also der Prozess der Formung und Ausgestaltung dieses Rahmens statt. Die Nationale Wasserstoffstrategie gibt einen Ausblick, welche Kriterien dabei eine primäre Rolle spielen: Nachhaltigkeit, Nützlichkeit, Sicherheit, Fairness und Bezahlbarkeit (NWS, 2020).

6.2 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

6.2.1 Kosten und Einflussfaktoren

Ein wesentlicher Faktor für die Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas-Anlagen sind die Investitionskosten für die Elektrolyse und die Methanisierung. Diese werden von der Deutsche Energie-Agentur (dena, 2017) für den PEM- oder alkalischen Elektrolyseur in einem Bereich von 800 bis 1.500 €/kW_{el} angegeben. Deutlich teurer ist ein Hochtemperatur-Elektrolyseur mit 2.200 bis 6.500 €/kW_{el}. Die Kosten für Methanisierungsanlagen liegen bei 400 bis 1.230 €/kW_{el} (chemische) und 400 bis 1.980 €/kW_{el} (biologisch). Neben der Art der Power-to-Gas Anlage ist die Anlagengröße ein entscheidender Faktor für die Höhe der Investitionskosten.

Die Betriebskosten setzen sich zusammen aus fixen und variablen Kosten. Die Fixkosten umfassen unter anderem Ausgaben für Wartung, Instandhaltung, sowie Versicherungskosten. Variable Kosten betreffen die Ausgaben für die Einsatzstoffe also Wasser- und Strombezugskosten. Es konnte in der Literatur auch eine Sensitivität gegenüber CO₂ - Preisen festgestellt werden. Den größten Einfluss auf die Rentabilität einer Anlage besitzen jedoch die Stromkosten (Ausfelder, 2019). Zudem hat die Betriebsweise einen großen Einfluss auf die Kostenstruktur. Ein kontinuierlicher Anlagenbetrieb mit hohen jährlichen Volllaststunden ist ökonomisch günstiger als eine schwankende Fahrweise mit geringen jährlichen Volllaststunden. Für den Methanisierungspfad müssen außerdem die Kosten der jeweiligen

CO₂-Quelle berücksichtigt werden. Dagegen sind beim reinen Wasserstoffpfad zusätzlich die Kosten für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur zu beachten.

In vielen Studien (Frontier Economics, 2018; Lorenczik, 2018; Ausfelder, 2019) wird darauf hingewiesen, dass die Kosten von PtX-Anlagen mit der Zeit eine starke Degression erleben werden. Als Grund dafür wird in erster Linie technologisches Lernen und sinkende Produktionskosten durch größere und standardisierte Fertigungsstrukturen angegeben.

6.2.2 Märkte

Power-to-Gas ermöglicht durch die Flexibilität in der Herstellung sowie der breiten Anwendungsmöglichkeiten von Wasserstoff und Methan zahlreiche Optionen für eine wirtschaftliche Nutzung. In allen Sektoren ergeben sich Einstiegsmärkte für PtG. Sie werden zum Teil heute schon durch Pilotprojekte genutzt.

Im Strommarkt können Power-to-Gas-Anlagen Regelleistung zur Verfügung stellen. In Gegenden mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien können sie als Abnehmer bei Bedarf zugeschaltet werden. Dadurch können Systemkosten, die aufgrund von Abregelungen von EEG-Anlagen entstehen, als auch Netzausbaukosten reduziert werden. Durch die Verbindung mit Gaskraftwerken wie etwa Biogasanlagen kann PtG als saisonaler Speicher im Markt auftreten. „Um die schwankende Einspeisung aus Windkraft- und Solaranlagen auszugleichen und zu jedem Zeitpunkt eine hohe Versorgungssicherheit und Systemstabilität zu garantieren, wird Flexibilität im Energiesystem zu einer Grundanforderung. Dabei sind Lösungen für kurzfristige und langfristige Zeiträume notwendig“ (Leopoldina, 2019). Es können auch regionale Märkte entstehen. „Um den (teuren) Verteilnetzausbau gering zu halten, sind Maßnahmen für ein aktives Netzmanagement erforderlich. Einen Ansatz bieten regionale, räumlich kleinteilige Märkte für Flexibilitäten. So kann eine zelluläre Struktur entstehen, die Teile des Gesamtsystems durch Flexibilität, digitale Steuerung und Marktmechanismen zuverlässig betreibbar macht und den Ausbaubedarf von Verteilnetzen verringert“ (Leopoldina, 2019). Etablierte Erdgastechnologien aus den verschiedenen Sektoren wie Erdgasheizungen oder Erdgasfahrzeuge könnten als ein Wegbereiter für Power-to-Gas wirken.

Im Wärmebereich kann Synthesegas durch Beimischung in Gasheizsystemen oder auch in Kombisystemen aus Gas/Solarthermie oder Gas/Wärmepumpe fossiles Erdgas teilweise oder vollständig ersetzen, so dass kein technischer Aufwand entsteht und die Anwender die bestehenden Heizsysteme weiter nutzen können. Ein weiterer Vorteil ist die staatliche Förderung der erneuerbaren energetischen Gebäudesanierung. „Die Bundesregierung wird eine gesetzliche Regelung vorlegen, wonach in Gebäuden, in denen eine

klimafreundlichere Wärmeerzeugung möglich ist, der Einbau von Ölheizungen ab 2026 nicht mehr gestattet ist“ (Klimaschutzprogramm 2030, 2019). Im Gebäudebereich in Wohn- und Nichtwohngebäuden fördert die Bundesregierung seit 2016 im Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE) die Anschaffung hocheffizienter Brennstoffzellenheizgeräte. „Zur Stärkung der langfristigen Ausrichtung der Wärmeversorgung auf die Nutzung von erneuerbaren Energien prüft die Bundesregierung im Rahmen des KWKG Möglichkeiten für die Förderung von Wasserstoff-Anlagen“ (NWS, 2020). Des Weiteren kann Prozesswärme aus der Elektrolyse oder Methanisierung in Nah- oder Fernwärmenetze eingespeist werden.

Nach Angaben im Dialogprozess Gas (2019) haben sich seit 1990 die CO₂-Emissionen im Verkehrssektor nicht reduziert. Demnach ist das Klimaziel von 40 Prozent weniger THG-Emissionen bis 2030 (gegenüber 2008) ambitioniert und eröffnet Möglichkeiten für Power-to-Fuel. Nachhaltig erzeugte synthetische Kraftstoffe können im Luft-, Schiffs- und Schwerlastverkehr eingesetzt werden. Vor allem im Schiffs- und Luftverkehr sowie für den Transport schwerer Lasten über ausgedehnte Distanzen stehen perspektivisch keine Alternativen zu flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen zur Verfügung, denn diese müssen eine hohe Energiedichte aufweisen. Hier besteht ebenfalls der Vorteil, dass die vorhandene Infrastruktur und Verbrennungsmotoren-Technologie für die synthetischen Kraftstoffe genutzt werden kann. Der zukünftige Mix der Antriebstechnologien hängt nicht nur von der Wirtschaftlichkeit ab, sondern auch vom Kundenbedürfnis, von der Transportaufgabe und der vorhandenen Infrastruktur. „Im Rahmen der Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität (NPM) haben sich Politik und Wirtschaft dazu bekannt, dass bereits bis 2030 eine erhebliche Anzahl gasbetriebener Fahrzeuge erforderlich sein wird, um das Klimaschutzziel 2030 im Verkehrssektor zu erreichen – als Potenzial werden bis zu 3 Mio. Gas- sowie bis zu 1,8 Mio. Brennstoffzellen-Pkw genannt. Auf der Erdgasmobilität aufbauend, könnte CO₂-neutrales Biomethan einen wichtigen Beitrag zur Treibhausgasminderung im Verkehrssektor, inkl. der maritimen Schifffahrt, leisten“ (Dialogprozess Gas 2019). Für die Automobilhersteller besteht dabei die Möglichkeit, einen Technologievorsprung herzustellen. Dieser sichert Wettbewerbsvorteile und schafft bzw. sichert Arbeitsplätze, die Wertschöpfung findet in Deutschland und Europa statt.

Der Öffentliche Personennahverkehr (ÖPNV) eignet sich als Multiplikator für innovative Technologien, wie etwa die Brennstoffzellentechnologie. Aufgrund des regionalen Charakters und der strukturierten Fahrweise bietet sich der ÖPNV zur Erprobung innovativer Antriebstechnologien, alternativer Kraftstoffe und zum Aufbau entsprechender Infrastrukturen an. Busse, betrieben mit synthetischen Kraftstoffen, bieten Vorteile bei der Reichweite und der Betankungszeit und stellen deshalb eine sinnvolle Ergänzung zu batterieelektrischen Bussen dar, um eine urbane emissionsfreie Mobilität zu verwirklichen. Einen bereits entwickelten

Einstiegsmarkt für Wasserstoff in der Mobilität stellen Brennstoffzellen-Flurförderfahrzeuge dar, die vor allem in der Logistik oder auch an Flughäfen verwendet werden. Bereits kurzfristig kann Wasserstoff, der mithilfe von erneuerbarem Strom erzeugt wurde, in Raffinerien bei der Produktion von Diesel und Benzin genutzt werden. So können die Emissionen der konventionellen Produktionsinfrastruktur und Fahrzeugflotte gesenkt werden (NWS, 2020).

Der Industriesektor hat einen gewaltigen Bedarf an stetiger Hochtemperatur-Prozesswärme. Effiziente Hochtemperatur-Wärmepumpen können nur bis zu maximal 140°C Wärme anbieten. Jedoch benötigen etwa 85% oder 440 TWh der Industrieprozesse Temperaturen von 100 bis über 1.000°C. Der Einsatz synthetischer Gase zur Wärmeerzeugung ist geeignet, weil die Gase fähig sind, jedes erforderliche Temperaturniveau erzeugen zu können. Ein weiterer Vorteil ist, dass sie einfacher und preiswerter gespeichert werden können. Zusätzlich werden in der Grundstoffindustrie Substitute benötigt, welche PtG liefern kann. Der Bedarf dabei wird auf 293 TWh im Jahr 2050 geschätzt (dena, 2017). Zum Beispiel bei der Stahlerzeugung kann erneuerbarer Wasserstoff, der anstatt von Kohlekoks zur Eisenerzreduktion eingesetzt wird, die CO₂-Emissionen senken. Dabei kann zusätzlich der in der Elektrolyse anfallende Sauerstoff direkt im Stahlwerksprozess verwendet werden. Power-to-Gas-Produkte könnten die prozessbedingten THG-Emissionen im Industriebereich bis 2050 um ca. 75 % gegenüber 2010 auf 14 Millionen Tonnen reduzieren (dena, 2017).

6.3 Gesellschaftliche Rahmenbedingungen

Die Umsetzung der Klimaschutzziele ist eine generationenübergreifende Herausforderung. Der Aufbau einer nachhaltigen Industrie, Verkehrs- und Energiestruktur bringt Möglichkeiten für Fortschritt, Wertschöpfung und Wohlstand mit sich, umfasst jedoch auch die Anforderung an die Gesellschaft, Veränderungen entschlossen mitzutragen. Die Akzeptanz von Veränderungen im Landschaftsbild, der Umgang mit innovativen Technologien und die Bereitschaft zu neuen Lebensgewohnheiten sind grundlegend mitentscheidend zum Gelingen der Energiewende (Leopoldina, 2020).

Power-to-Gas-Technologien sind noch in einem frühen Entwicklungsstadium, und in der Allgemeinbevölkerung sind die Anwendungen und Anlagen noch wenig bekannt, daher ist eine Beurteilung der gesellschaftlichen Akzeptanz von PtG nur bedingt möglich. Jedoch ermöglicht diese Situation, die gesellschaftlichen Belange proaktiv in den Entwicklungsprozess der Technologie aufzunehmen.

Die Akzeptanzbildung der Bevölkerung gegenüber der Energiewende setzt sich allgemein aus unterschiedlichen Dimensionen zusammen mit jeweils wechselnder Gewichtung der Kategorien, was ein an sich komplexes Gebilde ergibt. Die Abbildung 12 greift dabei einige wichtige Aspekte heraus und stellt bedeutende Einflussfaktoren für die Akzeptanz von Technologien der Energiewende dar. Diese Aspekte werden nachfolgend aus der Perspektive von PtG betrachtet.

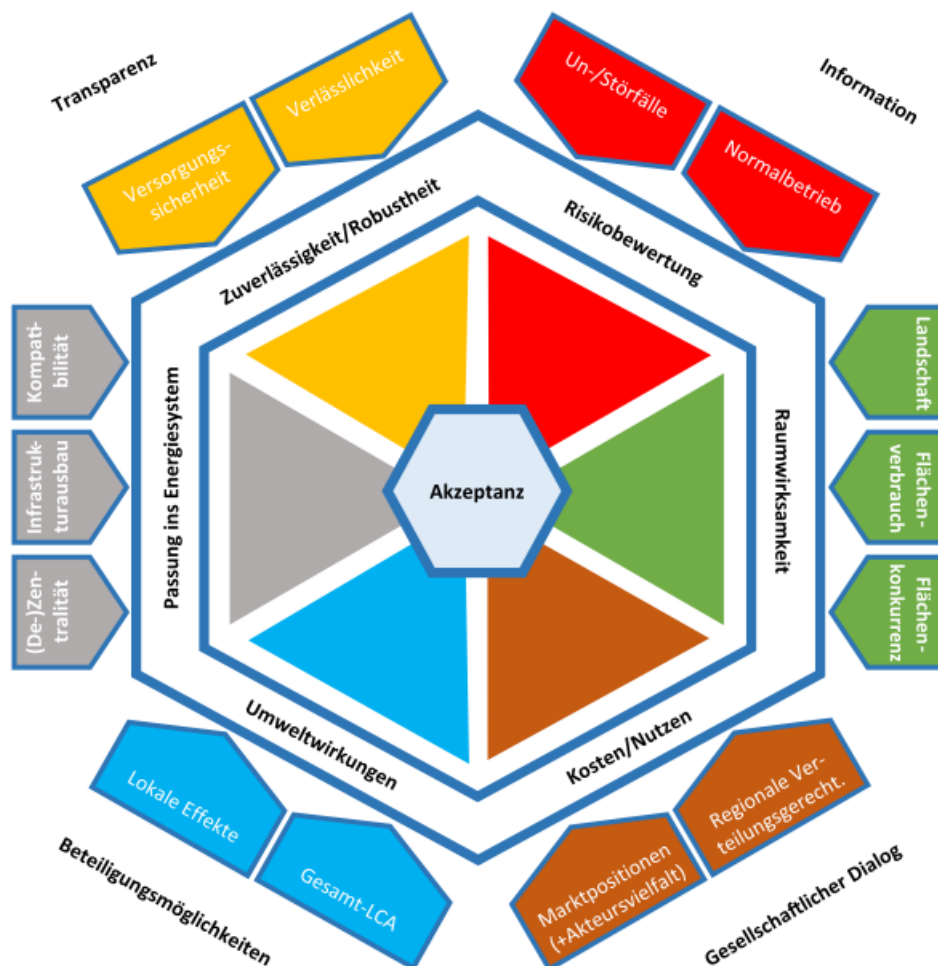


Abbildung 12: Die Dimensionen der Gesellschaftlichen-Akzeptanz von Technologien der Energiewende

Quelle: Ausfelder, 2019

Die Umweltwirkung von Power-to-Gas Anlagen sind in ihrer Betrachtung des gesamten Lebenszyklus abhängig von der jeweiligen Anlagenart, da sich die Anlagen an Materialienbedarf und -anforderungen sowie Betriebsstoffen unterscheiden. Eine vollständige Ökobilanz berücksichtigt den vorgelagerten Bereich (Rohstoffgewinnung) sowie die Nachnutzungsphase (Recycling/ Entsorgung). Eventuelle Probleme daraus sollten vor einem großflächigen Ausrollen der Technologie gelöst sein, um eine Akzeptanzminderung zu

vermeiden. Zudem sind auf lokalen Wirkungsebenen schädliche Umwelteinflüsse (Schadstoff-Emissionen, Störgeräusche oder Geruchsentwicklung) auszuschließen.

PtG-Technologien greifen auf die Ressource Wasser in vielfältiger Weise zu (vgl. 4.3.4). Da Wasser einen bedeutenden Grundstoff für die Gesellschaft darstellt, ist jeder Wasserverbrauch vor diesem Hintergrund sensibel zu bewerten. Es besteht die Gefahr, dass eine Implementierung von PtG-Technologien zu Zielkonflikten im Bereich der Wassernutzung führt, dies würde eine Akzeptanz der Technologie in der Bevölkerung erheblich senken.

Die Integrierbarkeit von PtG ins Energiesystem ist technisch und infrastrukturell möglich, dabei sind sowohl zentrale als auch dezentrale Lösungen denkbar. Die für die Energiewende notwendige Erweiterung der Übertragungsstromnetze sieht sich zunehmend konfrontiert mit einem Akzeptanzmangel in der Bevölkerung. Dieser Konflikt erhöht die Attraktivität der Möglichkeit, einen Teil des räumlichen Ausgleichs erneuerbarer Energien durch Power-to-Gas über die vorhandene Gasinfrastruktur zu leisten. „Da die Gasnetze bereits existieren und unterirdisch verlegt sind, können sie wesentlich zur Akzeptanz der Energiewende beitragen“ (Frontier Economics, 2017). Ein bedeutendes Kriterium für die gesellschaftliche Akzeptanz ist die Aufrechterhaltung eines Energiesystems mit einer zuverlässigen Versorgungssicherheit. Diese Sicherheit können Power-to-Gas Anlagen langfristig auch in einem komplett nachhaltigen Energiesystem bereitstellen. Dazu sind vor allem Anlagen der biologischen Methanisierung robust gegenüber Lastwechseln und langen Stillstandzeiten (vgl. 5.4).

Eine andere Dimension der Akzeptanz in der Bevölkerung ist die Risikobewertung einer Technologie. Dabei ist zu beachten, dass Gase einen breiten Zündbereich besitzen, jedoch der industrielle Umgang mit Methan und auch Wasserstoff inzwischen eine langjährige prozesstechnische Erfahrung vorzuweisen hat, wodurch von einer sehr hohen Betriebssicherheit ausgegangen werden kann.

Die Bedeutung der Raumwirksamkeit einer Technologie für die Akzeptanzbildung ist durch Windkraftanlagen bekannt. Eine Beeinträchtigung des Landschaftsbildes kann zu starken Widerständen gegen eine Technologie führen, ebenso wie ein großer Flächenverbrauch, welcher oft zu öffentlichen Debatten über Nutzungskonkurrenzen (z.B. zur Lebensmittelerzeugung) der Flächen führen kann. Bisherige Konzepte von PtG-Anlagen lassen keinen störenden Einfluss auf die Raumwirksamkeit vermuten.

Der entstehende Nutzen einer Technologie, wer davon profitiert sowie wer demgegenüber die Kosten und Auswirkungen übernimmt, sind ebenfalls von bedeutendem Gewicht für die Akzeptanzbildung. Eng verbunden dazu ist das Bedürfnis nach Verteilungsgerechtigkeit. Die Folgen der Verteilung von Kosten und Nutzen kann auf unterschiedlichen Ebenen betrachtet werden und Motiv von Konflikten sein. Beispielsweise führte 2018 eine Erhöhung der CO₂-

Steuer in Frankreich zum Beginn der sogenannten Gelbwesten-Proteste (Klimm, 2018). Welche Marktakteure sich in welchen Umfang und mit welchen Auswirkungen im Bereich PtX etablieren, ist abzuwarten.

Prinzipiell positiv wahrgenommen von der Bevölkerung werden angebotene Möglichkeiten zur Partizipation und Beteiligung an der Energiewende. „Generell gilt: Konflikte ergeben sich vor allem dann, wenn die Transparenz der Verfahren als unzureichend wahrgenommen wird. Gerade wenn Bürgerinnen und Bürger eine Entscheidung nicht direkt selbst treffen können, sondern von der Repräsentanz gewählter Vertreter und der Entscheidung von Verwaltungen abhängig sind, hilft die Offenlegung der Planungs- und Entscheidungsverfahren. Denn dann können die Bürgerinnen und Bürger den Prozess nachvollziehen, beurteilen und sich gegebenenfalls auch dagegen wehren. So sind als mangelhaft empfundene Beteiligungs- und Genehmigungsverfahren ein häufiger Grund dafür, dass Menschen zu radikalen Kritikern etwa von Windenergieanlagen werden und dann auch nicht mehr bereit sind, ihre Meinung zu revidieren. Problematisch ist, dass die bestehenden rechtlichen Regelungen in den Planungsverfahren so komplex sind, dass Laien sie nicht nachvollziehen können. (...) Journalisten und Journalistinnen, Wissenschafts- und Planungskommunikatoren, aber auch Wissenschaftlerinnen und Planern kommt daher die wichtige Aufgabe zu, die Debatte um juristische und planungspolitische Aspekte der Energiewende mit verständlichen, klaren Aussagen zu bereichern. Dabei müssen auch die Grenzen der Beteiligung aufgezeigt werden“ (Leopoldina, 2020).

Die gesellschaftliche Akzeptanz für PtX Technologien ist momentan als neutral einzustufen, sie ist zukünftig abhängig von den Entwicklungen der umgebenden politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie Sicherheitsstandards.

7. Gase als Energieträger

Neben den geeigneten Rahmenbedingungen sind die Eigenschaften einer Energieform entscheidend für die jeweiligen Einsatzpotenziale im Energiesystem. Daher werden im Folgenden die Eigenschaften von Wasserstoff und Methan im Kontext der Verwendung als Energieträger analysiert. Davon ausgehend werden zukünftige potenzielle Einsatzmengen vorgestellt sowie die Nutzung vorhandener Strukturen betrachtet.

7.1 Wasserstoff als Energieträger

Wasserstoff als Energieträger besitzt vor- und nachteilige Eigenschaften. Zunächst werden die Schwächen betrachtet. Wasserstoff ist zwar nicht selbstentzündlich, besitzt jedoch bei Vorhandensein einer Zündquelle einen breiten Zündbereich. Ein H_2 – Luft – Gemisch von 4 bis 76 Volumenprozent Wasserstoff-Anteil ist entflammbar, ab 18 Volumenprozent zudem explosiv. Bei der Verbrennung entstehen hohe Flammgeschwindigkeiten, welche dem Stand der Technik in etablierten Gasabnahme-Technologien Probleme bereiten können. Wasserstoff ist nicht als abbaubarer Rohstoff vorhanden, sondern muss über bestimmte Verfahrensprozesse erzeugt werden, erfordert also einen Energieinput mit entsprechenden Wirkungsgradverlusten. Aus ökologischer Perspektive kritisch zu sehen ist es, wenn dieser Energieinput zudem aus fossilen Ressourcen bereitgestellt wird und CO_2 -Emissionen verursacht.

Des Weiteren besitzt H_2 eine niedrigere volumetrische Energiedichte als Energieträger aus Kohlenwasserstoffen. Erst beim Übergang vom gasförmigen in den flüssigen Zustand wird das Volumen des Wasserstoffs stark verringert. Wasserstoff kondensiert bei einer Temperatur von $-252,87^\circ\text{C}$ zu einer farblosen Flüssigkeit (vgl. Tabelle 3). Der Schmelzpunkt von Wasserstoff liegt bei $-259,14^\circ\text{C}$ damit ist er der zweithöchste nach dem von Helium der $-272,2^\circ\text{C}$ (0,95 K) beträgt. Wasserstoff ist das chemische Element mit der geringsten Atommasse und damit das leichteste bekannte Element. Es ist annähernd 14-mal leichter als Luft und hat daher ein beträchtliches Diffusionsvermögen, welches in Behältern und Leitungen Versprödung von Metallen und Dichtungen verursachen kann sowie das Entweichen fördert (Sternner & Stadler, 2017).

Tabelle 3: Eigenschaften von Wasserstoff

Eigenschaften	Wasserstoff (H ₂)
Schmelzpunkt	-259,14 °C (14,01 K)
Siedepunkt	-252 °C (21,15 K)
Molare Masse	2,0158 g/mol
Gasdichte bei 0 °C und 1,013 bar	0,0899 kg/m ³
Spez. Brennwert bei 0 °C und 1,013 bar	3,55 kWh/m ³ bzw. 39,5 kWh/kg
Spez. Heizwert bei 0 °C und 1,013 bar	3,0 kWh/m ³ bzw. 33,3 kWh/kg
Spez. Wärmekapazität cp bei 25 °C und 1 bar	14,3 kJ/(kg K)
Wärmeleitfähigkeit λ bei 25 °C und 1 bar	0,1861 W/(m K)
Treibhausgaspotential (auf 100 Jahre)	6

Als günstige Eigenschaften von H₂ zur Verwendung als Energieträger gelten folgende: Er ist in den Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und Industrie einsetzbar. Diese Flexibilität wird verstärkt durch die Umformbarkeit in andere Energieträger. Wasserstoff ist das häufigste Element der Erde sowie im ganzen Universum (über 93 % aller Atome), er ist also reichhaltig vorhanden. Dabei weist H₂ die höchste gravimetrische Energiedichte von Gasen auf. Zudem sind seine nachhaltigen Aspekte von Vorteil. Er kann nach erneuerbaren Kriterien erzeugt werden. Bei seiner Verbrennung entsteht als Emission lediglich Wasser. Er besitzt ein relativ niedriges Treibhausgaspotential. Die Umsetzung seiner chemischen Energie in elektrische Energie in einer Brennstoffzelle unterliegt nicht dem Carnot-Wirkungsgrad, weshalb sehr hohe Wirkungsgrade möglich sind (Sternier & Stadler, 2017). Wasserstoff ist nicht krebserregend, wassergefährdend oder radioaktiv.

7.2 Methan als Energieträger

Die Eigenschaften von Methan besitzen, aus der Perspektive der Verwendung als Energieträger, folgende Vorzüge: Der Schmelzpunkt von Methan liegt bei -182,6°C und die Siedetemperatur bei -161,7°C (vgl. Tabelle 4), es liegt also ab einem sehr niedrigen Temperaturbereich gasförmig vor. Das Gas besitzt keine besonderen Anforderungen zur Speicherung. Die vorhandene und umfangreiche Gasinfrastruktur ist auf die Verbindung CH₄ ausgelegt. Methan übertrifft die volumetrische Energiedichte von Wasserstoff um das

Dreifache. CH_4 ist wandelbar in langkettige Kohlenwasserstoffe. Methan ist weder krebserregend, wassergefährdend noch radioaktiv. Es ist auf erneuerbare Weise herstellbar, wird aber momentan großindustriell aus fossilen Reserven gewonnen. Problematisch zu sehen ist ein Entweichen in die Atmosphäre, da es als starkes Treibhausgas wirkt. Die gravimetrische Energiedichte ist mit 13,9 kWh/kg gegenüber Wasserstoff mit 33,3 kWh/kg um einiges geringer und als nachteilig zu bewerten.

Tabelle 4: Eigenschaften von Methan

Eigenschaften	Methan (CH_4)
Schmelzpunkt	-182,6 °C (90,55 K)
Siedepunkt	-161,7 °C (111,45K)
Molare Masse	16,043 g/mol
Gasdichte bei 0 °C und 1,013 bar	0,7175 kg/m ³
Spez. Brennwert bei 0 °C und 1,013 bar	11,0 kWh/m ³ bzw. 15,12 kWh/kg
Spez. Heizwert bei 0 °C und 1,013 bar	9,97 kWh/m ³ bzw. 13,9 kWh/kg
Spez. Wärmekapazität c_p bei 0 °C	2,156 kJ/(kg K)
Wärmeleitfähigkeit λ bei 25 °C und 1 bar	$338,9 \cdot 10^{-4}$ W/(m K)
Treibhausgaspotential (auf 100 Jahre)	28

7.3 Aktueller Energiebedarf und Gaseinsatz

In Deutschland fallen momentan rund 2.500 Terrawattstunden (TWh) pro Jahr an, wenn man den gesamten Endenergieverbrauch betrachtet. Diese Energiemenge setzt sich zusammen aus ca. 1.200 TWh für Anwendungen in Gebäuden und in der Industrie, zum Großteil Wärmeenergie. Der Verkehrssektor umfasst 700 TWh. Etwa 600 TWh entfallen auf den Stromverbrauch. „Gas spielt aktuell und auch zukünftig eine bedeutende Rolle im Stromsektor. Im Jahr 2017 wurden knapp 87 TWh Strom aus Erdgas erzeugt, was einem Anteil von rund 13 Prozent an der Bruttostromerzeugung entspricht. Zudem wurden im selben Jahr rund 32 TWh Strom mit Biogas aus rund 9.000 Biogasanlagen erzeugt. Der Gesamtanteil gasförmiger Energieträger an der Bruttostromerzeugung beträgt ca. 18 Prozent“ (Dialogprozess Gas, 2019).

50% des nationalen Erdgasverbrauchs fallen im Gebäudebereich an, Hauptverwendungszweck ist dabei die Wärmeerzeugung. Mit 41% des Gasverbrauches in Deutschland ist der industrielle Sektor zweitgrößter Konsument von Gasen. In der Mobilität

nehmen Gastreibstoffe momentan keine bedeutende Rolle ein mit etwa 100.000 Gas betriebenen PKW in der Bundesrepublik. „Wasserstoff spielte bisher eine stark untergeordnete Rolle für die Energieversorgung in Deutschland. Pro Jahr werden etwa 55 TWh (Heizwert) Wasserstoff fast ausschließlich aus Erdgas („grauer Wasserstoff“) erzeugt und überwiegend stofflich in der Industrie genutzt. CO₂-freier Wasserstoff („grüner Wasserstoff“) aus Power-to-Gas-Anlagen wird bisher nur in sehr geringen Mengen in bundesweit ca. 40 Pilot- und Demonstrationsanlagen erzeugt und anschließend entweder direkt genutzt oder in das Gasnetz eingespeist. An einzelnen Standorten wird der Wasserstoff zudem in Verbindung mit einer Kohlenstoffquelle zu verwertbaren Grundchemikalien oder Methan weiterverarbeitet. CO₂-neutraler Wasserstoff („blauer Wasserstoff“) ist bislang in Deutschland nicht verfügbar“ (Dialogprozess Gas, 2019).

7.4 Der Bedarf von H₂ und CH₄ in verschiedenen Szenarien

In einer Leitstudie von der Deutschen Energie-Agentur (2018) wird für 2030 ein Power-to-X-Bedarf von rund 47 TWh angenommen. Dabei dominiert die Technologie der Elektrolyse zur Wasserstoffproduktion. Erste Einsatzgebiete sind dabei der Verkehrs- und Industriesektor. 10 Jahre später in 2040 wird ein Bedarf von 117 bis 145 TWh erwartet. Zudem wird ein Ausblick für 2050 durch zwei Szenarien angegeben. Das eine Szenario geht dabei von einem 80 % Erreichungsgrad der Klimaziele - zur Reduktion der Treibhausgase im Vergleich zu 1990 - aus, einmal in einem Elektrifizierungs-Ansatz (EL), bei dem 155 TWh an PtX-Bedarf anfallen. Der zweite Ansatz ist ein Technologie-Mix (TM), der einen PtX-Bedarf von 294 TWh ausweist.

Bei einem 95 % Erreichungsgrad der Klimaziele im zweiten Szenario steigt der PtX-Bedarf deutlich. Im Elektrifizierungsansatz liegt er nun bei 533 TWh. 908 TWh werden gar im Technologie-Mix-Ansatz angenommen. „Der PtX-Bedarf in 2050 ist in EL80 größtenteils Wasserstoff (151 TWh), in TM80 im ausgeglichenen Verhältnis Wasserstoff (147 TWh) und Methan (146 TWh). Der PtX-Bedarf wird in EL95 überwiegend durch Methan gedeckt. Aber auch Elektrolyse-Wasserstoff (169 TWh) und synthetische Kraftstoffe (43 TWh) werden in signifikanten Mengen eingesetzt. In TM95 entfällt der größte Anteil ebenfalls auf das synthetisch hergestellte Methan (630 TWh), gefolgt von Wasserstoff in gleichbleibenden Umfang (169 TWh) und synthetischen Kraftstoffen (108 TWh)“ (dena, 2018).

Ebenfalls mit zwei Ansätze zur Betrachtung von verschiedenen zeitlichen-Szenarien wurde in einer anderen Studie (Michalski et. Al., 2019) gearbeitet. Einem Referenzansatz, der ebenfalls einen Fokus auf die nachhaltige Elektrifizierung (EL) des Energiesystems legt, steht ein Ansatz mit einem breiten Einsatz von Wasserstoff (WE) als Energieträger in den

verschiedenen Sektoren gegenüber. Für den Zeithorizont bis 2030 mit einer Reduzierung der THG-Emissionen um 55% besteht demnach ein Bedarf an Elektrolyseleistung je nach Ansatz von 27 (EL) bis 96 (WE) GW. Mit Ausblick auf 80 bis 95% weniger THG im Jahr 2050 steigt die benötigte Leistung auf einen Bereich von 74 GW (EL) bis auf 231 GW im Wasserstoff-Ansatz.

Tabelle 5: Übersicht der Szenarien

Studie	Zeithorizont	Erreichungsgrad der Klimaziele	Bedarf an Speichergasen
Deutsche Energie-Agentur (2018)	2030	/	47 TWh
	2040	/	117 -145 TWh
	2050	80 %	155 TWh (EL) 294 TWh (TM)
		95 %	533 TWh (EL) 908 TWh (TM)
Michalski et. Al. (2019)	2030	55%	27 GW (EL) 96 GW (WE) (Elektrolyseleistung)
	2050	80 – 95%	74 GW (EL) 231 GW (WE) (Elektrolyseleistung)
Nationale Wasserstoffstrategie (2020)	2030	/	90 bis 110 TWh
Fraunhofer ISE (2021)	2050	95-100%	50 – 120 GW (Elektrolyseleistung)

Nach Angabe der Bundesregierung in der Nationalen Wasserstoffstrategie (2020) entsteht bis 2030 eine Wasserstoffnachfrage im Umfang von 90 bis 110 TWh. Die Produktionsleistung von grünem Wasserstoff in der Bundesrepublik soll bis dahin 5 Gigawatt betragen, was etwa einer Erzeugung von 14 TWh entspricht. „Für den Zeitraum bis 2035 werden nach Möglichkeit weitere 5 GW zugebaut, spätestens bis 2040. (...) Die EU insgesamt verfügt über einige ertragreiche Standorte für Strom aus erneuerbaren Energien und damit auch ein großes Erzeugungspotenzial für grünen Wasserstoff. Die Bundesregierung wird sich dafür einsetzen, dieses Potenzial zu erschließen und weitere Erzeugungskapazitäten aufzubauen“ (NWS, 2020).

Die Studie des Fraunhofer ISE (2021) beschäftigt sich mit der Annahme einer Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen um 95-100% zum Bezugsjahr 1990. Demnach ist bis 2050 eine Elektrolyseleistung im Bereich 50 – 120 GW allein in Deutschland dafür notwendig.

Für den Bedarf an Methanisierungsleistung machen die aufgeführten Studien keine expliziten Angaben, jedoch ist davon auszugehen dass diese einen entsprechenden Anteil der Elektrolyse-Leistungen umfasst.

Der Bedarf an Power-to-Gas-Kapazitäten zum Erreichen bestimmter Ziele ist in mehreren Studien untersucht worden. Die beachtenswerte Streuung in den Angaben zu den PtG-Kapazitäten ist zu erklären durch verschiedene Einflussgrößen. Neben den bedeutenden Faktoren Betrachtungszeitraum und Erreichungsgrad der Klimaschutzziele fließen je nach Untersuchung unterschiedliche Annahmen ein: zum Einsatzumfang der Gase, die Zusammensetzung des zukünftigen Energie-Mixes, das erfolgreiche Voranschreiten oder Scheitern des Stromnetzausbaus sowie des Energieausgleichs in Europa. Zudem müssen Annahmen zur Bevölkerungs-, Wirtschafts-, Technologie- und vor allem zur Energiebedarfsentwicklung getroffen werden.

7.5 Wasserstoff und Methan im Kontext der vorhandenen Infrastruktur

Ein direkter Einsatz von Wasserstoff ist zwar möglich, beispielsweise durch Brennstoffzellen, doch befindet sich diese Technologien noch ihren frühen Anfängen und ist noch von einem breiten Markteintritt entfernt. Zudem wäre dafür eine Wasserstoff-Infrastruktur notwendig, welche momentan noch nicht existiert. Staatliche Subventionen könnten diesen Entwicklungsprozess beschleunigen. Doch ist der Aufbau einer flächendeckenden Infrastruktur ein Vorhaben, das mehrere Jahre bis Jahrzehnte in Anspruch nimmt (Sternier & Stadler, 2017). Zudem ist abzuwarten, inwiefern sich die Brennstoffzelle in der Entwicklungskonkurrenz zu anderen nachhaltigen Antriebskonzepten oder Heizsystemen behaupten kann. Daher stellt die derzeit einfachste Abnahme und Speichermöglichkeit die Einspeisung in das Erdgasnetz dar. Dadurch wird die Stufe Methanisierung mit entsprechenden energetischen Verlusten und zusätzlichen Kosten eingespart, was der große Pluspunkt an dieser Variante ist. Jedoch liegt die Wasserstoffbeimischungsgrenze für das Erdgasnetz oft nur im einstelligen Prozentbereich und höchstens bei 10% (Zapf, 2017).

Eine lokale Einspeisung von Wasserstoff in großen Mengen bei geringem Erdgasumsatz ist problematisch, weil dort die Grenzwerte überschritten werden können. Es ändern sich die Brennstoffeigenschaften des Gasgemisches durch die Zugabe von Wasserstoff. Eine

schwankende Gasqualität hat negative Auswirkungen auf die abnehmenden Prozesse. Die Funktionalität der verwertenden Technologien wird beeinflusst, der Verschleiß steigt und in Industrieprozessen wird eine verringerte Produktqualität bewirkt. „Beispielsweise ist im Verkehrssektor zu beachten, dass Erdgas als Kraftstoff keinen höheren Wasserstoffanteil als 2 Vol.-% enthalten darf, da es bei höheren Konzentrationen zu einer Versprödung der Stahltanks von CNG-Fahrzeugen kommen kann. Auch in der Rückverstromung ist heute ein hoher H_2 -Gehalt problematisch, denn Gasturbinen sind nach Herstellerangaben wegen der geänderten Verbrennungseigenschaften von Wasserstoff (höhere Flammgeschwindigkeiten, andere Temperaturen etc.) nur für eine Zumischung von max. 1–3 Vol.-% einsatzfähig“ (Sternier & Stadler, 2017).

Durch den Schritt der Methanisierung erhält man nachhaltig erzeugtes Methan auf Erdgasqualität. Durch das Erreichen dieser Qualität eröffnet sich der unbeschränkte Zugang in das vorhandene Erdgasnetz, mit seiner weitläufigen Transport- und Speicher-Infrastruktur. Vorhandene und bereits im Betrieb befindliche abnehmende Technologien wie Verbrennungsmotoren, Gasturbinen oder Gasheizungen sind geeignet, synthetisches Methan zu verwerten – unabhängig ob das Mischungsverhältnis 1% oder 100% beträgt. Bei einem gleichen Speichervolumen lässt sich in gasförmigem Zustand mit Methan aufgrund dessen höherer volumetrischer Energiedichte eine größere Energiemenge als mit Wasserstoff speichern. Daher lassen sich bei der Speicherung von CH_4 , im direkten Vergleich zur H_2 -Speicherung, Fläche und Ausgaben einsparen.

Allgemein bleibt festzuhalten: „Bis zum Erreichen der Wasserstoffbeimischungsgrenze ist ein System ohne Methanisierung kostengünstiger, da auf die Einheiten Methanisierung und CO_2 -Bereitstellung verzichtet werden kann. Ist diese ausgereizt, ist es aus heutiger Sicht kostenoptimaler, erneuerbare Energien in Form von Methan zu speichern, anstatt die Infrastruktur in Deutschland an einen höheren Wasserstoffanteil anzupassen“ (Sternier & Stadler, 2017).

8. Power-to-Gas in Verbindung mit Biogasanlagen

Im Folgenden wird der Fokus darauf gerichtet Biogasanlagen in den, im bisherigen Verlaufe der Arbeit dargestellten Themenfeld, einzuordnen.

8.1 Biogasanlagen in Deutschland

Die Anzahl der Biogasanlagen in Deutschland ist durch eine Vergütungszusicherung im Rahmen des EEG über die letzten beiden Jahrzehnte stark angestiegen auf fast 9000 Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 6,2 GW und einer Energiebereitstellung von 48.539 GWh (Strom & Wärmeerzeugung) im Jahr 2019 (FNR, 2020). Davon stellten nach Angaben vom Fraunhofer-Institut (2019) bis einschließlich November 2018 4.608 Anlagen mit einer installierten Leistung von 3,29 GWel ihre Erzeugung flexibel bereit.

Durch das Auslaufen der besonders wirtschaftlichen EEG Vergütungen von vielen Anlagen momentan und vor allem in den kommenden Jahren, steht die Biogas-Branche vor der Herausforderung der Zukunftsfähigkeit. Es besteht Bedarf nach alternativen, langfristigen und rentablen Vergütungsmöglichkeiten. Diese liegen wohl zukünftig in der Flexibilisierung, dem Wärmemarkt sowie dem Verkehrssektor. Demnach ist die Zukunftsperspektive der Biogas-Branche eng mit dem Model der Sektorenkopplung verbunden. Um diese Optionen zu erschließen und die Potenziale der Biogasanlage zu optimieren, bietet sich eine Einbindung von Wasserstoff durch die Methanisierung an. Durch den zunehmenden Bedarf in den kommenden Jahrzehnten an PtG-Produkten (vgl. 7.4) alleine in Deutschland und durch die Einführung eines Emissionshandels basierend auf einem steigenden CO₂-Preises, entsteht ein lukrativer Markt. Von diesem kann ein Teil durch die Erweiterung von Biogasanlagen um PtG-Einheiten genutzt werden. Die überwiegende Anzahl der Biomethan-Anlagen befinden sich im ländlichen Raum (Abbildung 10) und oft außerhalb von Ortschaften, weswegen der Platz für die Installation der benötigten Anlagenkomponenten häufig vorhanden sein sollte.

8.2 Biogasanlagen als PtG-Einheit

Sollte eine günstige, regenerative Stromquelle verfügbar sein könnte eine betriebseigene Elektrolyse-Anlage errichtet werden. Denkbar wäre die Nutzung von naheliegenden Windkraftanlagen oder PV-Flächen. In Kooperation mit den jeweiligen Betreibern oder falls

sich Erzeugungsanlagen im Eigenbesitz befinden bzw. auf Eigentumsflächen realisieren lassen, kann ein solches Projekt auch unabhängig umgesetzt werden. Die räumliche Nähe zu Wind- bzw. Solarparks ist in vielen Fällen, durch die häufig dezentrale Lage dieser Anlagenarten, gegeben und wird perspektivisch mit dem voranschreiten der Energiewende zunehmen. Neben der Gemeinsamkeit, dass regenerative Energien wie Wind, Solar und Biogas oft als dezentrale Energieerzeuger angesiedelt sind, besteht durch eine Kopplung über PtG die Möglichkeit, Lastspitzen der fluktuierenden Erneuerbaren in Speichergase umzuwandeln. Die Biogasanlage funktioniert dabei als Energiedrehscheibe, welche dann die Energie für diverse Verbraucher zum Bedarfszeitpunkt zur Verfügung stellt. Abbildung 13 zeigt eine visuelle Darstellung der Energieströme einer PtG-Prozesskette in Verbindung mit einer Biogasanlage.

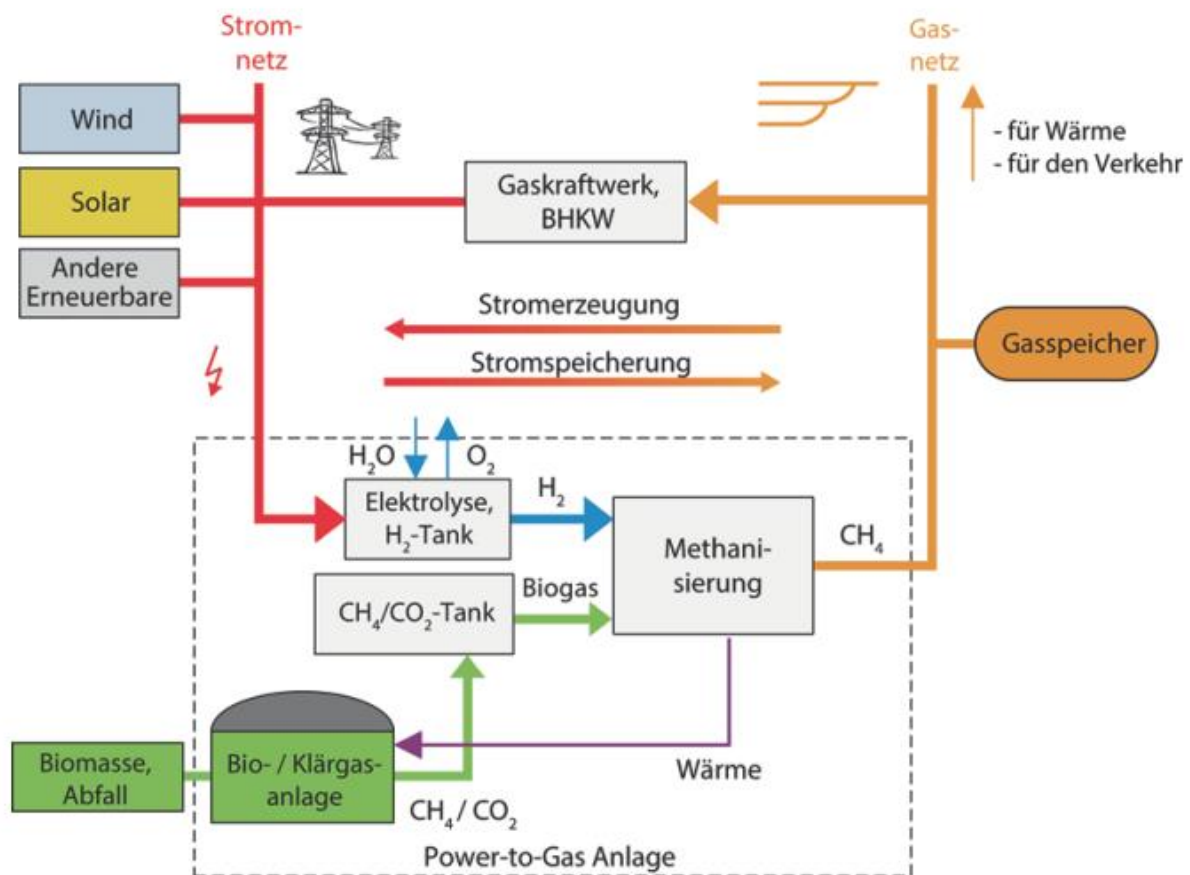


Abbildung 13: Biogasanlage als PtG - Einheit mit Anbindungen zu Strom & Gasnetz

Quelle: Sterner, 2009

Aufgrund der Methanisierung des Wasserstoffes wird dieser für die bestehenden Strukturen auf einer Biogasanlage kompatibel. Vorhandene Gasleitungssysteme und Gasspeicher können genutzt werden, ebenso die BHKW Kapazitäten zur Verwertung. Durch die Nutzung des zuvor aus der Atmosphäre entzogenen CO₂ im Fermenter kann die Methanproduktion

einer Biogasanlage, auf nachhaltige Weise, mithilfe von Wasserstoff nahezu verdoppelt werden. Dadurch wird der zuvor pflanzlich gebundene Kohlenstoff verwertbar gemacht und zu einer nützlichen und natürlichen Ressource. Die Ausnutzung der Fermentations-Produkte der Biogasanlage wird erhöht. Diese zusätzliche Methan Menge kann vor Ort gespeichert werden oder falls die vorhandenen Gasspeicher-Kapazitäten ausgereizt sind, ins Erdgasnetz eingespeist werden, wie in Abbildung 13 demonstriert. Dadurch können beachtliche Speicherpotenziale und Einsatzmöglichkeiten erschlossen werden.

Eine andere Variante in Verbindung mit Biogasanlagen wäre eine Wasserstoffherstellung durch eine Reformierung des biogenen Methans aus dem Fermenter. Demnach wird der erzeugte Wasserstoff das zentrale Objekt der Vermarktung. Diese Variante sei an dieser Stelle erwähnt, wird in dieser Arbeit jedoch nicht eingehender untersucht, da der Fokus auf die Einbindung von Power-to-Gas liegt.

8.3 Der Fermentationsprozess als natürliche CO₂ Quelle

Das im Biogas Fermenter erzeugte CO₂ eignet sich im besonderen Maße da es im Vergleich zu anderen Kohlenstoff-Quellen für die Methanisierung (vgl. 5.1) nachhaltig erzeugt wurde und keiner aufwendigen Abscheidungsverfahren bedarf. Zudem ist es auf Abruf einsetzbar, muss also nicht direkt verwendet werden nachdem es erzeugt wurde oder erst bei Bedarf erzeugt werden. Das Abgas der BHKW's kann nicht als zusätzliche CO₂ Quelle für die Methanisierung genutzt werden. Da der Abgasstrom Begleitgase wie Stickstoff und Sauerstoff beinhaltet welche beiden Methanisierung-Varianten schaden würden, deswegen müsste der Kohlenstoff erst abgespalten werden was wiederum kostenintensiv wäre.

8.4 Methanisierung

Die biologische Methanisierung ist vorzugsweise für einen Einsatz auf Biogasanlagen zu wählen. Im Gegensatz zur chemischen Methanisierung weist diese Form eine sehr hohe Toleranz gegenüber Gasverunreinigung auf. Dadurch lässt sich das im Fermenter erzeugte Biogas direkt als CO₂-Quelle verwenden, ohne dass eine aufwendige Gasaufbereitung notwendig wäre. Zudem sind die meisten Biogasanlagen im kW-Bereich oder niedrigem MW-Bereich angesiedelt. Im Wechselspiel mit diesen Anlagengrößen ist eine biologische Methanisierung von der Dimensionierung besser geeignet. Mit der biologischen

Methanisierung sind flexible und rasche Lastwechsel möglich, wohingegen für die chemische Variante zunächst die nötige Betriebstemperatur hergestellt werden muss. Ein anderer Vorteil der biologischen Methanisierung in Verbindung mit Biogasanlagen ist bei einer In-Situ Variante, dass die benötigten Archaeen bereits im Fermenter vorhanden sind. Problematisch bei diesem Verfahren ist jedoch die Limitierung der H_2 Zufuhr, da diese im Übermaß die Fermentationsprozesse beeinträchtigen würde. Zudem ist die Durchmischung des Fermenters meist unzureichend für die optimale Wasserstoffumsetzung. Durch die Ex-Situ Variante wären diese Probleme gelöst, der Fermentationsprozess wäre unabhängig und ungestört sowie die Wasserstoffzufuhr lediglich von der Größe des Ex-Situ Reaktors abhängig. Zudem würde das Produktgas eine höhere Methanreinheit aufweisen als im Fermenter, was für die Erschließung vielfältiger Absatzoptionen bedeutend ist.

Die Art der Elektrolyseanlage ist aufgrund der anspruchslosigkeit der biologischen Methanisierung gegenüber der Wasserstoff-Reinheit in diesem Aspekt vernachlässigbar. Die Hochtemperatur-Elektrolyse befindet sich noch in der Entwicklung und scheidet daher aus. Von den Niedertemperatur-Elektrolyseuren eignet sich, aufgrund seines vollumfassenden Lastbereiches in Verbindung mit fluktuierenden Energien, ein PEM-Elektrolyseur am meisten.

Die bei der Methanisierung erzeugte Methanmenge kann einerseits genutzt werden, um Substrate für die Fermentation zu reduzieren und einzusparen. Überschüssige Mengen an Methan, die nicht im BHKW verwertet werden dürfen oder können, sind auf verschiedenste Wege absetzbar. Die bereits genannte Einspeisung ins Erdgasnetz ermöglicht den Zugang zu verschiedenen Verwertungsmöglichkeiten in allen Sektoren. Vorstellbar ist zudem eine Direktvermarktungen des produzierten Energieträgers vor Ort. Beispielsweise seien dafür Tankstellen, Gasheizungen und Industrien mit Gasbedarf genannt. Dadurch entsteht eine kompakte Power-to-Gas Einheit, wodurch Leitungsverluste und Transportkosten eingespart werden können. Speziell der Transport von H_2 wäre sehr teuer.

8.5 Wärmenutzung und Wirkungsgradoptimierung

Die Anfallende Abwärme der PtG – Prozesskette kann Innerbetrieblich eingesetzt werden, diese wäre beispielweise für die Fermenter Beheizung geeignet. Falls im Rahmen der Biogas Unternehmung bereits ein Wärmenetz betrieben wird, kann dieses um diese Wärmequellen ergänzt werden. Durch Wärmenutzungsmöglichkeiten kann der Wirkungsgrad der PtG-Kette auf 57-68% optimiert werden, bezogen auf den eingesetzten Strom (Graf, 2014).

9. Analyse der Gasgestehungskosten

Wie sich die Wirtschaftlichkeit für eine PtG-Prozesskette in Verbindung mit Biogasanlagen gestaltet soll in einem Szenario beispielhaft durchgerechnet werden. Dabei werden die Gasgestehungskosten der PtG-Erzeugung mit denen der Bereitstellung von Biogas verglichen. Mögliche Erlöse aus den produzierten Gasen (Wasserstoff, Methan, Biogas) oder zusätzliche Erträge, wie zum Beispiel aus Netzdienstleistungen (Bereitstellung von Regellast), durch CO₂-Zertifikate oder der Vermarktung von Nebenprodukten (Wärme, Sauerstoff) werden in diesem Vergleich nicht betrachtet.

Für das Szenario wird angenommen dass 1000 MWh Solarstrom pro Jahr einer naheliegenden Freiflächen PV-Anlage für 5 Cent/kWh bezogen werden können. Es wird davon ausgegangen dass die rechtlichen Bedingungen sich ändern und keine Abgaben für den Strombezug der Elektrolyse erhoben werden. Die Jahresleistung der Solaranlage wird komplett von einem Elektrolyseur zu Wasserstoff umgesetzt. Dabei soll der Solarstrom direkt ohne Zwischenspeicherung verwertet werden. Dadurch wird eine Speicherstufe mit Wirkungsgradverlusten und zusätzlichen Investitionskosten eingespart. Jedoch ist der Elektrolyseur demnach an die jährlichen Volllaststunden der Freiflächenanlage gebunden, welche in Süddeutschland etwa 1000 Stunden betragen (Fraunhofer ISE, 2021). Der erzeugte Wasserstoff wird anschließend einer biologischen Methanisierung zugeführt und komplett zu Methan umgesetzt. Auch bei diesem Übergang soll eine Zwischenspeicherung in dem Fall des Wasserstoffes eingespart werden. Die Methanisierung umfasst einen Ex-Situ Reaktor, welcher als CO₂-Quelle Rohbiogas aus einem Biogas-Fermenter bezieht. Hierbei werden keine Kosten für die Kohlenstoffdioxid Bereitstellung angenommen, da das CO₂ als Nebenprodukt der Biogaserzeugung betrachtet wird.

9.1 Angaben zum Elektrolyseur

Aufgrund der fluktuierenden Stromzufuhr durch den Solarpark soll die Wasserstoffherstellung in einem Lastbereich von 0-100% betrieben werden können und die Fähigkeit besitzen, auf Lastwechsel innerhalb von einer Sekunde zu reagieren. Deswegen wurde als Elektrolyseur für dieses Szenario eine PEM-Anlage ausgewählt. Der PEM-Elektrolyseur ME 450/1400 von dem Unternehmen H-TEC Systems GmbH aus Augsburg hat eine elektrische Leistung von 1 MW bei einem Wirkungsgrad von 74%. Zudem besitzt diese Anlage mit einem Bedarf von 350 Liter Trinkwasser pro Laststunde einen äußerst niedrigen Wasserbedarf bei einer Wasserstoff Produktion von 210 Nm³/h. Des Weiteren wird vom Hersteller angegeben dass der

Strombedarf 4,9 kWh/Nm³ H₂ beträgt. Die Parameter für die Kalkulation des verwendeten Elektrolyseurs sind in Tabelle 6 aufgeführt.

Tabelle 6: Kosten Parameter des Elektrolyseurs

Investitionskosten	1.000 €/kW _{el}
Leistung	1000 kW _{el}
Wasserstoff Produktion	210 Nm ³ /h
Wirkungsgrad	74 %
Jährliche Volllaststunden	1000
Strombedarf	4,9 kWh/m ³ H ₂
Strombezugskosten	5 Cent/kWh
Wasserbedarf	350 l/h
Trinkwasser Entgelt	1,65€
Kosten für Wartung und Personal	4% der Gesamt Investitionskosten
Betriebszeit	20 Jahre
Zinssatz	2%

Da vom Hersteller keine Aussagen zur Laufzeit und Investitionskosten gemacht wurden sind diese auf der Basis von Literaturangaben für PEM-Elektrolyseure übernommen worden. Demnach kann mit einer Betriebszeit von 20 Jahren (Bertuccioli, 2014) und Investitionskosten von 1000 €/kW_{el} (Albrecht, 2013; dena, 2017) kalkuliert werden. Für die Kosten von Personal, Wartung und Versicherung werden 4% der Investitionskosten (Zapf, 2017; Bertuccioli, 2014) pro Jahr berechnet. Als Entgelt für einen Kubik Trinkwasser werden 1,65 € veranschlagt (Statistisches Bundesamt).

9.2 Angaben zur Methanisierung

In diesem Szenario wird eine Biologische Methanisierung der Ex-Situ Variante verwendet, da dieses Methanisierung-Verfahren, im Gegensatz zur chemischen Methanisierung, eine sehr hohe Toleranz gegenüber Gasverunreinigungen aufweist. Dadurch lässt sich das im

Fermenter erzeugte Biogas direkt als CO₂ Quelle verwenden ohne dass eine aufwendige und teure Gasaufbereitung erforderlich wäre. Zudem sind flexible und rasche Lastwechsel möglich, wohingegen für die chemische Variante zunächst die nötige Betriebstemperatur hergestellt werden müsste. Diese dynamische Betriebsweise ist wichtig um entsprechend den Wasserstoff des PEM-Elektrolyseurs ohne zusätzliche Speichereinheit nutzen zu können.

Die Ex-Situ Methanisierungs-Anlage (BiON® 400) in diesem Szenario stammt von der Schmack BioEnergie GmbH. Diese kann einen eingehenden Volumenstrom von max. 400m³ H₂/h sowie 100m³CO₂/h aufnehmen, was eine Gasproduktion von 100m³/h mit einem Methangehalt von 97% ermöglicht. Dies entspricht einer elektrischen Leistung der Anlage von 1,25 MWel. Die Parameter für die Kalkulation der Methanisierung sind in Tabelle 7 aufgeführt.

Tabelle 7: Parameter für die Kalkulation der Methanisierung

Investitionskosten	450 €/kWel
Leistung	1250 kWel
Wirkungsgrad	80 %
Jährliche Volllaststunden	617
Produktion	100 Nm ³ /h (97% Methan)
H₂ - Volumenstrom	400m ³ H ₂ /h
CO₂ - Volumenstrom	100m ³ CO ₂ /h
Strombedarf	0,4 kWh/Nm ³ Produktgas
Strombezugskosten	5 Cent/kWh
Kosten für Wartung und Personal	3% der Gesamt Investitionskosten
Betriebszeit	15 Jahre
Zinssatz	2%

Aufgrund der Wasserstoffbereitstellung von 246.667 Nm³/Jahr des Elektrolyseurs liegen die jährlichen Volllaststunden der Methanisierungsanlage bei 617 Stunden. Der Wirkungsgrad der Methanisierung wird auf 80% beziffert (Zapf, 2017; Albrecht, 2013) Da vom Hersteller auch keine Aussagen zur Laufzeit und Investitionskosten gemacht wurden sind diese auf der Basis

von Literaturangaben bestimmt worden. Es wird mit einer Betriebszeit von 15 Jahren (Albrecht, 2013) und Investitionskosten von 450 €/kW_{el} (Lehner, 2014; Albrecht, 2013) gerechnet. Für die Kosten von Personal, Wartung und Versicherung werden 3% der Investitionskosten (Zapf, 2017) pro Jahr berücksichtigt. Der Strombedarf beträgt 0,4 kWh/Nm³ Produktgas.

9.3 Methangestehungskosten von einer Biogasanlage

Im diesem Abschnitt werden die Methangestehungskosten einer Biogasanlage berechnet um diese in den Kontrast der PtG Erzeugung zusetzen.

Hierzu wird die Biogasanlage eines Betriebes in Bayern betrachtet. Das Unternehmen befindet sich im nördlichen Hinterland von München und wird familiär geführt. Seit 1980 betreibt es an diesem Standort eine Agrarwirtschaft mit inzwischen 254 Hektar Ackerland und zusätzlichen landwirtschaftlichen Dienstleistungen. Im Jahre 2000 startete das Unternehmen mit einer Biogaserzeugung, welche seitdem stetig ausgebaut wurde. Inzwischen besitzt die Biogasanlage eine installierte Leistung von 3000 kW_{el} und einer Bemessungsleistung von 1500 kW_{el}. Diese verteilen sich auf die Hofstelle und zwei Satelliten Standorte welche mit einer insgesamt 4 km langen Gasleitung an den Anlagenstandort angebunden sind. Den Strom vermarktet das Unternehmen in Kooperation mit den Stadtwerken München flexibel. Zudem betreibt das Unternehmen mehrere regionale Wärmeversorgungsnetze an denen Haushalte, Gewerbetreibende und das örtliche Hallenbad sowie die Grund- und Mittelschule angeschlossen sind.

Die Parameter zur Berechnung der Gasgestehungskosten der Biogasanlage sind in Tabelle 8 aufgeführt. Die Investitionskosten der Biogasanlage betragen 2500 €/kW_{el}. Es wird mit Kosten für Wartung, Versicherung und Personal von 5% der Gesamtinvestitionskosten gerechnet. Für die Einsatzstoffe im Jahr 2019 fielen Substratkosten pro Tag in Höhe von 2.648 € an. Das Unternehmen erzeugte 6.238.945 Nm³ Biogasgas im Jahr 2019 mit einem Metangehalt von 51 %. Welches in den BHKW's umgesetzt wurde zu einer Strommenge von 12.409.262 kWh. Davon benötigt die Anlage einen Anteil von 6% um den Eigenstrombedarf zu decken, dafür werden Strombezugskosten von 20 €-Cent/kWh aufgewendet.

Tabelle 8: Parameter zur Berechnung der Gasgestehungskosten der Biogasanlage

Investitionskosten	2500 €/kWel
Installierte Leistung	3000 kWel
Bemessungsleistung	1500 kWel
Erzeugte Strommenge pro Jahr	12.409.262 kWh
Anteil Eigenstrombedarf	6%
Strombezugskosten	20 Cent/kWh
Erzeugtes Biogasgas pro Jahr	6.238.945,2 Nm ³
Erzeugte Methanmenge pro Jahr (51% Methananteil im Biogas)	3.181.862 Nm ³
Substratkosten pro Jahr	966.520 €
Kosten für Wartung und Personal	5% der Investitionskosten
Betriebszeit	25 Jahre
Zinssatz	5%

9.4 Vergleich der Methangas-Gestehungskosten

Aus den Angaben, welche in den vorhergehenden Abschnitten gemachten wurden, ergibt sich für den aufgestellten Power-to-Gas Prozess ein Gesamtwirkungsgrad von 59,2% bezogen auf die ursprüngliche vom Solarpark bereitgestellte Energie. In dieser Betrachtung fallen jährlich 1.000.000 kWh an Solarenergie an welche vom Elektrolyseur in 246.667 m³ Wasserstoff umgewandelt werden mit Erzeugungskosten von 65 €-Cent pro m³ bzw. 7,25 € pro kg Wasserstoff. Der erzeugte Wasserstoff wird über die biologische Methanisierung zu 59.200 m³ Methangas, welches zu jährlichen Kosten von 3,75 € pro m³ Methangas erzeugt werden kann.

Die untersuchte Biogasanlage erzeugt dagegen eine jährliche Methanmenge von 3.181.862 m³ zu Gestehungskosten von 62 €-Cent/m³ Methangas. Tabelle 9 zeigt eine Gegenüberstellung der beiden Erzeugungswege.

Tabelle 9: Gegenüberstellung der Erzeugungskosten

	PtG-Prozesskette	Biogasanlage
Erzeugte Methanmenge	59.200 m ³ /Jahr	3.181.862 m ³ / Jahr
Methangasgestehungskosten	3,75 €/m ³	0,62 €/m ³

Die Methangasgestehungskosten der PtG-Prozesskette betragen in diesem Szenario etwa das Sechsfache der Erzeugungskosten der betrachteten Biogasanlage.

10. Diskussion der Ergebnisse

Die Erreichung der Klimaziele über die kommenden Jahrzehnte erfordert wirksame Anstrengungen zur Defossilisierung sämtlicher Sektoren unserer Gesellschaft. Diese können maßgeblich umgesetzt werden durch die Sektorenkopplung – dabei sollen die bisher weitestgehend voneinander unabhängigen Bereiche Strom-, Wärme/ Kälte sowie Mobilität und Industrie zu optimierungszwecken verknüpft werden. Die Sektorenkopplung dient dabei als eine Art Energiedrehscheibe, bei der nachhaltig erzeugter Strom als Grundenergieträger für die anderen Sektoren nutzbar gemacht wird sowie auch über längere Zeiträume ökonomisch gespeichert werden kann.

Als Verbindungselemente zwischen den Sektoren gibt es eine Vielzahl von Power-to-X Technologien. Die wichtigsten Umwandlungsprodukte sind Synthesegase (Power-to-Gas), Synthetische Kraftstoffe (Power-to-Liquid) und Wärmeenergie (Power-to-Heat). Da bei der Umwandlung Verluste anfallen kann PtX auch kritisch gesehen werden. Zum Erreichen der Klimaziele besteht daher auch ein All-Electric Konzept bei dem energieeffiziente Technologien, wie Wärmepumpenheizungen und Elektroautos, den direkten Einsatz von

erneuerbaren Strom in den Endanwendung ermöglichen. Dieses komplett auf Strom setzende Konzept beinhaltet jedoch zwei große technische Herausforderungen. Zum einen würden für die erfolgreiche Umsetzung gewaltige Kapazitäten an elektrischen Energiespeicher benötigt, in welchem elektrische Energie zwischengespeichert werden kann. Dies wird auch als Power-to-Power bezeichnet und würde über längere Speicherzeiten - welche notwendig sind um z.B. saisonale Unterschiede oder kalte Dunkelflauten zu überbrücken – enorme Kosten und auch Energieverluste verursachen. Zum anderen existieren Anwendungen in welchen Strom betriebene Technologien an ihre Grenzen stoßen. Beispielsweise existiert im Industriesektor ein gewaltiger Bedarf an stetiger Hochtemperatur-Prozesswärme. Effiziente Hochtemperatur-Wärmepumpen können nur bis zu maximal 140°C Wärme anbieten. Jedoch benötigen etwa 85% der Industrieprozesse Temperaturen von 100 bis über 1.000°C. Um diese Wärmeleistung auf Basis regenerativer Energien aufzubringen sind synthetische Gase erforderlich.

Um die Sektoren Mobilität, Industrie und Wärme vollumfassend Klimaneutral zu versorgen besteht ansonsten nur die Möglichkeit dies durch nachwachsende Rohstoffe zu bewerkstelligen. Dafür reichen jedoch schlicht die Anbauflächen der Erde nicht aus um den aktuell bestehenden und zukünftig erwarteten weltweiten Energiebedarf zu decken. Am Wahrscheinlichsten, um eine nachhaltige Zivilisation zu werden, scheint ein zukünftiger Mix aus den eben beschriebenen Ansätzen. An diesem wird Power-to-Gas einen entsprechenden Anteil einnehmen.

In dieser Untersuchung wurde ebenso die Frage behandelt, wie der Status Quo der Wasserstoffherstellung und der Methanisierung ist. Als Grundlage für die meisten Power-to-X Pfade dient die Wasserstoffherstellung. Wasserstoff kann über elektrolytische, thermochemische und photolytische Verfahren gewonnen werden. Die auf fossilen Energieträgern basierenden thermochemischen Verfahren haben momentan den deutlich größten Anteil an der weltweiten Wasserstoff-Produktion. Für eine zukünftige nachhaltige Erzeugung sind Elektrolyseverfahren momentan am vielversprechendsten. Bei diesen wird zwischen Alkalischer-, Membran-, und Hochtemperatur-Elektrolyse unterschieden.

Die Membran-Elektrolyse eignet sich dabei besser als die Alkalische-Elektrolyse oder Hochtemperatur-Zelle für die Anforderungen einer wechselhaften Betriebsweise, mit welcher im Zusammenhang mit regenerativen Energien zu rechnen ist. Zur weiteren Erhöhung der Effizienz der Verfahren können die Nebenprodukte der Elektrolyse (Sauerstoff und Wärme) genutzt werden. Die Elektrolyse weist einen hohen Wasserbedarf auf, die Verfügbarkeit des benötigten vollentsalzten Wassers auf Trinkwasserqualität, ist als ein wichtiges Kriterium bei der Errichtung von entsprechenden Produktionsanlagen zu beachten. Da um die Ressource Wasser eine große Nutzungskonkurrenz herrscht, ist bei der Implementierung dieser

Technologie darauf zu achten dass, dabei nicht andere Einsatzgebiete von Trinkwasser dehydriert werden.

Um den Wasserstoff in Methangas umzuwandeln ist eine Kohlenstoffquelle notwendig. Diese kann, angepasst an den Bedarf, aus der Umgebungsluft mit hohem Energieaufwand gewonnen werden. Ferner aus meist fossil betriebenen Industrieprozessen abgetrennt werden, oder aus Fermentationsprozessen beispielsweise an Biogasanlagen bereitgestellt werden. Diese biogene CO₂-Quelle zeichnet sich durch ihren nachhaltigen Erzeugungsweg, basierend auf den pflanzlichen Kohlenstoffkreislauf, aus und wird deswegen als geeignetster Kohlenstofflieferant für die Methanisierung gesehen. Sollten zukünftige DAC-Verfahren eine deutlich bessere Energieeffizienz aufweisen, wären diese auch sehr Interessant zur Verwendung als CO₂-Quelle.

Bei der Methanisierung wird unterschieden zwischen einem chemischen und biologischen Verfahren. Die chemische Reaktion findet unter hohen Temperaturen und Drücken sowie bevorzugt durch den Einsatz eines geeigneten Katalysators statt. Die Raum-Zeit-Ausbeute ist deutlich höher im Vergleich zur biologischen Variante, bringt jedoch auch einen höheren Anspruch an die Reinheit der Eduktgase mit sich. Außerdem sind schnelle Lastwechsel schwieriger umsetzbar.

Die biologische Methanisierung läuft bereits in einem Temperaturbereich von 40 bis 70°C ab. Die Katalytische-Leistung wird enzymatisch von Mikroorganismen erbracht. Was Prozesstechnisch eine vorteilhafte Robustheit gegenüber Verunreinigungen im zugeführten Gas, sehr lange Stillstandzeiten und abrupte Lastwechsel darstellt. Systemdienlich orientierte dezentrale Anlagen im niedrigeren Leistungsbereich, sind mit der biologischen Methanisierung erfolgsversprechender. Es gibt zwei Varianten der biologischen Methanisierung. Ein in den Fermenter integriertes System (In-Situ), das kostengünstiger ist. Sowie ein externen Reaktor (Ex-Situ) mit Reinkulturen, welcher besser steuerbar ist und eine höhere Methankonzentration im Produktgas liefert.

Die Herstellungsverfahren von Wasserstoff sowie für die Methanisierung sind von der Wissenschaft in ihrer funktionsweise umfänglich untersucht und verstanden. Jedoch besteht noch großes Optimierungspotenzial im Zellen- bzw. Reaktordesign sowie in der Fertigung.

Des Weiteren war eine am Beginn der Arbeit gestellte Forschungsfrage, wie sich die gegenwärtigen Rahmenbedingungen, für Power-to-Gas in Deutschland, aus verschiedenen Perspektiven gestalten. Die Rahmenbedingungen für Power-to-Gas aus der gesetzlichen und politischen Perspektive, weisen hohe Förderungen für diese Technologie in den kommenden Jahren aus. Zudem soll das Klimainstrument des CO₂-Preises auf alle Sektoren ausgeweitet werden, sowie die nächsten Jahre rasch ansteigen. Aufgrund der besonderen Eigenschaften

von Power-to-X können sich dabei verschiedene regulatorische Bereiche überschneiden. Damit dabei keine Widersprüche entstehen sollte, durch den Gesetzgeber, eine eindeutige und garantierte Rechtssicherheit geschaffen werden. Der Energiemarkt ist in seiner derzeitigen Gestaltung noch nicht auf das Bereitstellen von Flexibilität ausgelegt. Dies verzerrt und verhindert eine kosteneffiziente Energiewende. Die gegenwärtige Gestaltung von EEG-Umlage und Netzentgelten muss im Kontext der Sektorenkopplung überarbeitet werden. Die Notwendigkeit zur Schaffung von für Power-to-X geeigneten rechtlichen Rahmenbedingungen ist auf politischer Ebene erkannt worden und es besteht die Absicht zur Anpassung. Momentan findet der Prozess der Formung und Ausgestaltung dieses Rahmens statt.

Mit Blick auf die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sind Produktionskosten und Absatzmärkte entscheidend. Neben der Art der Power-to-Gas Anlage ist die Anlagengröße ein entscheidender Faktor für die Höhe der Investitionskosten. Den größten Einfluss auf die Betriebskosten hat der jeweilige Strompreis, zudem sind die jährlichen Volllaststunden, der CO₂-Preis und die Wasserbezugskosten zu berücksichtigen. Für den Methanisierungspfad müssen außerdem die Kosten der jeweiligen CO₂-Bereitstellung berücksichtigt werden. Durch technologisches lernen und sinkende Produktionskosten wird eine starke Kostendegression dieser Anlagen erwartet. Die Kostensenkung könnte beschleunigt werden durch die Investitionsoffensive der EU und der Bundesregierung im Bereich der Wasserstoffherzeugung, sowie im Rahmen eines zunehmenden CO₂-Preises. Dennoch bleiben PtG-Anlagen wohl weit entfernt von hohen jährlichen Volllaststunden, da diese vor allem mit günstigem doch fluktuierenden Solar- oder Windstrom versorgt werden sollen. Demnach liegt es an den übrigen Parametern die Erzeugungskosten soweit zu senken dass eine wirtschaftliche Produktion möglich wird.

Einstiegsmärkte für den Einsatz von PtG bestehen generell in allen Sektoren. Im Strommarkt können Power-to-Gas-Anlagen systemdienlich und als saisonale Speicher eingesetzt werden. Im Wärmebereich kann Synthesegas das fossile Erdgas vorerst ergänzen und in den nächsten Dekaden vollständig ersetzen. Vorteilhaft dabei ist, dass dazu bestehende Gasheizsysteme weitergenutzt werden können. Nachhaltig erzeugte Synthetische Kraftstoffe können im Luft-, Schiffs- und Schwerlastverkehr eingesetzt werden. Dort sind unter den erneuerbaren Energien die Synthetischen Kraftstoffe, aufgrund der benötigten hohen energiedichte, bisher Alternativlos. Vielversprechende Einstiegsbereiche in die Mobilität für Wasserstoff sind Brennstoffzellen-Flurförderfahrzeuge in der Logistik sowie im öffentlichen Personennahverkehr. Der Industriesektor hat einen gewaltigen Bedarf an stetiger Hochtemperatur-Prozesswärme. Synthetische Gase können jedes erforderliche Temperaturniveau bereitstellen. In der Grundstoffindustrie werden nachhaltige Substitute benötigt, welche PtG liefern kann.

Die gesellschaftlichen Rahmenbedingungen sind stark von der Akzeptanz innerhalb der Bevölkerung geprägt. Die Akzeptanzbildung der Bevölkerung gegenüber der Energiewende und den dazu eingesetzten Technologien setzt sich allgemein aus unterschiedlichen Dimensionen zusammen. Es ist bei PtG-Anlagen darauf zu achten dass die Gesamtheit des Lebenszyklus zu einer Verringerung der Treibhausgasemissionen führt. Zudem sind auf lokaler Wirkungsebene schädliche Umwelteinflüsse (Schadstoffemissionen, Störgeräusche oder Geruchsentwicklung) auszuschließen. Es besteht die Gefahr, dass eine Implementierung von PtG-Technologien zu Konflikten im Bereich der Wassernutzung führt, dies würde eine Akzeptanz in der Bevölkerung erheblich senken. Sollte ein Ausbau der Übertragungsnetze aufgrund von Akzeptanzproblemen scheitern, besteht die Möglichkeit den räumlichen Ausgleich von erneuerbaren Energien durch Power-to-Gas über die vorhandene Gasinfrastruktur zu leisten. In einem komplett nachhaltigen Energiesystem könnte PtG die Versorgungssicherheit gewährleisten. Die langjährige prozesstechnische Erfahrung mit Wasserstoff und Methan belegt eine Betriebssicherheit der Technologie. Bisherige Konzepte von PtG-Anlagen lassen keinen Einfluss auf das Landschaftsbild vermuten, welcher von der Bevölkerung als störend empfunden werden könnte. Eine Verteilungsgerechtigkeit von Kosten und Nutzen der Technologie muss auch gesamt Gesellschaftlich gesichert sein. Transparenz und Möglichkeiten zur Partizipation im Genehmigungsverfahren sind konstruktiv für die Akzeptanz innerhalb der Bevölkerung. Generell ist die gesellschaftliche Akzeptanz für PtG-Technologien momentan als neutral einzustufen, da sich die Technologien noch in einem frühen Entwicklungsstadium befinden und noch nicht der absoluten Mehrheit der Bevölkerung geläufig sind.

Es wurde untersucht welche Eigenschaften die Energieträger Wasserstoff und Methan mit sich bringen. Bei der Verwendung von Wasserstoff als Energieträger ist sein breiter Zünd- und Explosivitätsbereich zu beachten. Zudem bereiten hohen Flammgeschwindigkeiten und das starke Diffusionsvermögen technische Herausforderungen. Als Nachteilig bewertet wird auch dass, Wasserstoff nicht als abbaubarer Rohstoff vorkommt sondern über bestimmte Verfahrensprozesse erzeugt werden muss. Es erfordert also einen Energieinput mit entsprechenden Wirkungsgradverlusten um H_2 zu gewinnen. Erst beim Übergang vom gasförmigen in den flüssigen Zustand (bei $-252,87^\circ\text{C}$) wird das Volumen des Wasserstoffs stark verringert. Davor besitzt H_2 eine niedrige volumetrische Energiedichte, was im Vergleich zu anderen Energieträgern ein Manko darstellt. Die Vorteile von H_2 als Energieträger liegen in seiner umfangreichen Verwendbarkeit, der höchsten gravimetrischen Energiedichte von Gasen, sowie seiner nachhaltigen Erzeugbarkeit. Die Umsetzung seiner chemischen Energie in elektrische Energie in einer Brennstoffzelle unterliegt nicht dem Carnot-Wirkungsgrad, weshalb sehr hohe Wirkungsgrade möglich sind. Ein bedeutender Vorteil gegenüber traditionellen Motoren und klassischen Treibstoffen.

Für eine Verwendung von Methan als Energieträger sprechen seine gute Speicherbarkeit, die hohe volumetrische Energiedichte und die uneingeschränkte Kompatibilität mit der Gasinfrastruktur. Nachteilig sind seine niedrigere gravimetrische Energiedichte, sein starkes Treibhausgas-Potenzial und die momentan überwiegende Gewinnung aus fossilen Reserven.

In dieser Untersuchung wurde ebenso die Frage behandelt, welche Bedeutung und Potenziale Wasserstoff und Methan für die Energiewende in Deutschland haben. Der Gesamtanteil gasförmiger Energieträger an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2019 ergab ca. 18 Prozent. 50% des nationalen Erdgasverbrauchs fallen im Gebäudebereich an, Hauptverwendungszweck ist dabei die Wärmerzeugung. Mit 41% des Gasverbrauches in Deutschland ist der Industrielle Sektor zweitgrößter Konsument von Gasen. In der Mobilität nehmen Gastreibstoffe bisher keine bedeutende Rolle ein. Aktuell wird in Deutschland vor allem grauer Wasserstoff hergestellt, lediglich in Pilotanlagen erfolgt eine geringe Produktion von grünem Wasserstoff, blauer Wasserstoff ist bisher in Deutschland nicht verfügbar. Demnach besitzen Gasförmige Energieträger eine große Bedeutung für die Deutsche Energieversorgung vor allem in der Wärmebereitstellung.

In verschiedenen Analysen zum zukünftigen Bedarf von Gasförmigen Energieträgern unterscheiden sich die Angaben je nach getroffenen Annahmen, Betrachtungszeitraum und Erreichungsgrad der Klimaschutzziele. Auch die Gestaltung des zukünftigen Energiesystems ist ein bedeutender Einflussfaktor, wobei selbst in einem Szenario indem die Elektrifizierung dominiert, PtG eine bedeutende Rolle einnimmt. Generell geht aus den Prognosen hervor dass der Bedarf an nachhaltigen Gasen mit zunehmendem Erreichungsgrad der Klimaschutzziele und Anteilen von erneuerbaren Energien an der Stromversorgung zunehmen wird.

Eine andere Frage der Untersuchung war, wie integrierbar diese synthetisch erzeugten Gase in die bestehende Gasinfrastruktur sind. Die derzeit einfachste Abnahme- und Speichermöglichkeit von Wasserstoff, stellt die Einspeisung in das Erdgasnetz dar. Dadurch wird die Stufe der Methanisierung mit entsprechenden energetischen Verlusten und zusätzlichen Kosten eingespart. Jedoch liegt die Wasserstoffbeimischungsgrenze für das Erdgasnetz im einstelligen Prozentbereich. Durch den Schritt der Methanisierung erhält man nachhaltig erzeugtes Methan auf Erdgasqualität, dadurch eröffnet sich der unbeschränkte Zugang in das vorhandene Erdgasnetz, mit seiner weitläufigen Transport- & Speicherinfrastruktur. Demzufolge ist bis zum Erreichen der Wasserstoffbeimischungsgrenze ein System ohne Methanisierung kostengünstiger, da auf die Komponenten Methanisierung und CO₂-Bereitstellung verzichtet werden kann. Wird diese Beimischungsgrenze erreicht, ist es nach momentanem Stand empfehlenswerter, erneuerbare Energien in Form von Methan

zu speichern, anstatt die Infrastruktur in Deutschland an einen höheren Wasserstoffanteil anzupassen.

Es wurde analysiert ob ein zusammenführen von PtG mit Biogasanlagen zweckmäßig ist. Durch das Auslaufen der besonders wirtschaftlichen EEG Vergütungen von vielen Anlagen gegenwärtig und vor allem in den kommenden Jahren, steht die Biogas-Branche vor der Herausforderung der Zukunftsfähigkeit. Es besteht Bedarf nach alternativen, langfristigen und rentablen Vergütungsmöglichkeiten. Durch den ansteigenden Bedarf in den kommenden Jahrzehnten an PtG-Produkten und durch die Einführung eines Emissionshandels basierend auf einen zunehmenden CO₂-Preises, entsteht ein ertragreicher Markt. Von diesem könnte ein Teil durch die Erweiterung von Biogasanlagen um PtG-Einheiten genutzt werden. Wie umfangreich das Volumen dieses Marktes ist und welche Erlöse darin erzielt werden könnten, wäre eine interessante Thematik für weitergehende Untersuchungen.

Regenerative Energien wie Wind, Solar und Biogas sind oft im ländlichen Raum angesiedelt. Daher bietet es sich an durch eine Kopplung über PtG Lastspitzen der fluktuierenden Erneuerbaren in Speichergase umzuwandeln. Die Biogasanlage funktioniert dabei als Energiedrehscheibe, welche die Energie für verschiedene Verbraucher, in Form von energiereichen Gasen speichert und zum Bedarfszeitpunkt zur Verfügung stellt. Aufgrund der Methanisierung des Wasserstoffes wird dieser kompatibel für die bestehende Gasinfrastruktur auf einer Biogasanlage. Das heißt vorhandene Gasleitungssysteme und Gasspeicher können genutzt werden, ebenso die BHKW Kapazitäten zur Verfeuerung. Durch die Nutzung des zuvor aus der Atmosphäre entzogenen CO₂ im Fermenter kann die Methanproduktion einer Biogasanlage, auf nachhaltige weise, mithilfe von Wasserstoff nahezu verdoppelt werden. Vorausgesetzt der komplette CO₂-Anteil im Biogas wird umgesetzt. Der Abgasstrom der BHKW's kann nicht ohne ein aufwendiges Abscheideverfahren als zusätzliche CO₂-Quelle für die Methanisierung genutzt werden. Da das Abgas dem Prozess schädliche Begleitgase wie Stickstoff und Sauerstoff mit sich führt. Ein Anschluss an das Erdgasnetz würde bedeutende zusätzliche Speicherpotenziale und Einsatzmöglichkeiten für das biogene Methangas eröffnen. Einige Biomethananlagen verfügen bereits über einen Anschluss jedoch müsste dieser auf den meisten Biogasanlagen noch erschlossen werden, was seinen Preis mit sich bringt. Es wäre weiter Forschung notwendig um zu bestimmen mit welchen Entfernungen und Kosten dafür gerechnet werden muss.

Die biologische Methanisierung ist vorzugsweise zu wählen für einen Einsatz auf Biogasanlagen, da diese Form eine sehr hohe Toleranz gegenüber Gasverunreinigungen aufweist. Dadurch lässt sich das im Fermenter erzeugte Biogas direkt als CO₂-Quelle nutzen. Weitere Vorteile der biologischen Methanisierung sind dass, flexible und rasche Lastwechsel möglich sind. Zudem sind bei einer In-Situ Variante, die benötigten Archaeen bereits im

Fermenter vorhanden. Problematisch bei dieser Variante ist jedoch die Limitierung der H_2 -Zufuhr, da diese im Übermaß die Fermentationsprozesse beeinträchtigen würde. Auch ist die Durchmischung des Fermenters meist unzureichend, um den Wasserstoff optimal umzusetzen. Durch die Ex-Situ Variante wären diese Probleme gelöst, der Fermentationsprozess wäre unabhängig und ungestört sowie die Wasserstoffzufuhr lediglich von der Größe des Ex-Situ Reaktors abhängig. Zudem würde das Produktgas eine höhere Methanreinheit aufweisen, was unter anderem für eine Einspeisung ins Erdgasnetz bedeutend ist. Andere Erlösmöglichkeiten neben einer Abgabe ins Erdgasnetz, wäre die Reduktion und Einsparung von Einsatzstoffen für die Fermentation. Erwägbar ist zudem eine Direktvermarktungen des produzierten Energieträgers vor Ort. Beispielsweise zur Belieferung von Tankstellen, Industrien mit Gasbedarf oder der Absatz im Wärmemarkt genannt. Dadurch würde eine kompakte Power-to-Gas Einheit entstehen, wodurch Leitungsverluste und Transportkosten minimiert werden können. Die anfallende Abwärme der Elektrolyse sowie der Methanisierung kann innerbetrieblich verwendet werden, beispielsweise wäre diese gut geeignet für die Fermenter Beheizung. Falls im Rahmen des Biogasbetriebes bereits ein Wärmenetz betrieben wird, kann dieses um die PtG-Wärmequellen erweitert werden. Durch die Verwendung der Wärmeenergie kann der Wirkungsgrad der PtG-Prozesskette optimiert werden auf 57-68% bezogen auf den eingesetzten Strom.

Also bestehen bei der Koppelung von PtG mit Biogasanlagen verfahrenstechnische und chemische Vorteile die genutzt werden können. Ob dies auf einer wirtschaftlichen Grundlage erfolgen könnte wurde in einem Szenario untersucht. Dazu wurde eine PtG-Prozesskette analysiert, welche günstigen Solarstrom sowie CO_2 einer Biogasanlage bezieht um Methan zu erzeugen. Die Methangas-Gestehungskosten der PtG-Prozesskette betragen dabei etwa das Sechsfache der Erzeugungskosten einer betrachteten Biogasanlage. Von einem wirtschaftlichen Betrieb der PtG-Anlage ist in diesem Fall nicht auszugehen.

In dieser Analyse sind der Elektrolyseur und die Methanisierung nur gering Ausgelastet. Eine Steigerung der Volllaststunden im Jahr würde die Erzeugungskosten stark senken. Jedoch wäre dazu eine zusätzliche regenerative Stromquelle notwendig, welche ihre Strommenge antizyklisch zur Solarenergie bereitstellt und dabei keine höheren Bezugskosten verursacht. Denkbar wäre dabei die Einbindung von Windenergie. Eine andere Möglichkeit die Auslastung der Anlagen zu erhöhen wäre eine Zwischenspeicherung von Strom und anschließend Wasserstoff. Dabei ist darauf zu achten dass die Kosten einer Speicherung nicht den Nutzen einer höheren Auslastung übersteigen. In dem analysierten Szenario wurde eine Nutzung von Nebenprodukten der Power-to-Gas Erzeugung nicht berücksichtigt. Die Einbindung und entsprechende Vergütung von Nebenprodukten der Prozesskette wie Wärmeenergie und Sauerstoff, sowie Einnahmen durch CO_2 -Zertifikate würden die Rentabilität der Unternehmung

steigern. Zudem geht aus Kapitel (6.2) hervor dass mit einer starken Kostenreduzierung der PtG-Technologien in den kommenden Jahren zu rechnen ist. Geringere Investitionskosten würden die Wirtschaftlichkeit erhöhen. Es bleibt festzuhalten dass die Methangas-Gestehungskosten einer regenerativ versorgten PtG-Prozesskette aktuell deutlich höher sind als die Methan-Erzeugungskosten einer Biogasanlage. Demnach besteht gegenwärtig kein profitables Geschäftsmodell für PtG auf Biogasanlagen. Für PtX bzw PtG-Anwendungen sind momentan andere Bereiche (Militär, Raumfahrt), in denen Kosten der Praktikabilität und Nutzen untergeordnet sind, interessanter. Trotzdem besitzt das Model in Verbindung mit Biogasanlagen vielversprechende Aussichten sich zukünftig zu einem lohnenden Geschäft zu entwickeln. Daher sollte diese Kombination weiter erforscht und die Situation in einigen Jahren neu bewertet werden.

Abschließend soll die Aussagekraft der Ergebnisse diskutiert werden. Dabei ist zunächst entscheidend, inwieweit die Angaben und die Vorgehensweise repräsentativ für die Aussagekraft dieser Untersuchung sind. Für fehlende Parameter zur Berechnung der Methangas-Gestehungskosten wurde Literatur recherchiert, bewertet und als Stand der Technik formuliert. Bei diesem Vorgehen können Verzerrungen in der Analyse entstehen. In der Betrachtung zu den Gestehungskosten von PtG, wurde ein sehr spezifisches Szenario betrachtet. Allgemein gibt es sehr viele verschiedene denkbare Szenarien wie sich eine PtG-Prozesskette zusammensetzt. Demnach ist die Aussagekraft der Resultate vor allem für das untersuchte Szenario gegeben und nur bedingt übertragbar auf die Wirtschaftlichkeit der ganzen Bandbreite von Power-to-Gas Anwendungen.

11. Fazit

Um die gesetzten Klimaziele neben dem Stromsektor auch in den Sektoren Wärme, Industrie und Verkehr zu erreichen ist eine Sektorenkopplung notwendig. Die Energieträger Wasserstoff und Methan sind dabei vielversprechende Verbindungsmittel, welche auf nachhaltige Weise durch Power-to-Gas erzeugt werden können. Dafür wird nachhaltig erzeugter Strom über die Elektrolyse und Methanisierung in energiereiche Gase gewandelt. Diese können über längere Zeiträume kostengünstiger als Strom gespeichert und in verschiedenen Sektoren eingesetzt werden. Elektrolyseure sind in ihrer Funktionsweise bereits eingehend erforscht. PEM-Elektrolyseure sind dabei nach dem aktuellen Stand der Technik am besten an die fluktuierende Energiebereitstellung von PV- und Windkraftanlagen angepasst.

Für eine Methanisierung des Wasserstoffes ist eine nachhaltige CO₂-Quelle nötig. Dabei eignen sich DAC-Verfahren, die jedoch noch sehr Energie und kostenintensiv sind. Daher ist

der hohe CO₂-Anteil in Biogas, der als Nebenprodukt in der Fermentation anfällt, besonders interessant für eine Methanisierung. Dabei ergeben sich, gegenüber der chemischen Methanisierung, im Zusammenhang mit Biogasanlagen Verfahrenstechnische und chemische Vorteile für den Einsatz der biologischen Methanisierung. Die Rahmenbedingungen für Power-to-Gas in Deutschland sind insgesamt positiv zu bewerten. Durch Förderprogramme, der Einführung und kontinuierlichen Erhöhung eines CO₂-Preises sowie der Ausweitung des Emissionshandels erhält die PtG Technologie monetären Rückenwind. Jedoch gilt es noch eine klare und unterstützende Rechtslage zu schaffen.

Den größten Einfluss auf die Betriebskosten von PtG hat der jeweilige Strompreis, zudem sind die jährlichen Volllaststunden, der CO₂-Preis und der Wasserbezug zu berücksichtigen. Durch technologisches lernen und sinkende Produktionskosten wird eine starke Kosten Degression dieser Anlagen erwartet. Einstiegsmärkte für den Einsatz und Absatz von PtG-Produkten bestehen in mehreren Bereichen. Vor allem dort wo elektrische Anwendungen an ihre Grenzen stoßen etwa bei Hochtemperaturwärme oder der Langstrecken-Mobilität. Die gesellschaftliche Akzeptanz für PtG Technologien gilt momentan als neutral einzustufen.

Gasförmige Energieträger besitzen eine große Bedeutung für die Deutsche Energieversorgung. Es entsteht Perspektivisch ein großer Bedarf nach klimaneutralen Energieträger-Gasen in Deutschland. Die vorhandenen Strukturen würden eine zügige Integration von Methangasen in das Wirtschaftssystem ermöglichen. Bis zum Erreichen der Wasserstoffbeimischungsgrenze in das Erdgasnetz ist ein PtG-System ohne Methanisierung kostengünstiger, da auf die Methanisierung und CO₂-Bereitstellung verzichtet werden kann. Ist diese Beimischungsgrenze erreicht, ist es aus momentaner Sicht empfehlenswerter, erneuerbare Energien in Form von Methan zu speichern, anstatt die Infrastruktur in Deutschland an einen höheren Wasserstoffanteil anzupassen.

Eine Verbindung von PtG mit der Biogas-Branche ist interessant da viele Biogasanlagen bereits regelnde und koppelnde Funktionen im Strommarkt übernehmen können. Zudem sind benötigte technische Strukturen vorhanden ebenso wie eine nachhaltige CO₂-Quelle und verfahrenstechnische sowie chemische Vorteile nutzbar. Die Methangas-Gestehungskosten einer regenerativ betriebenen PtG-Prozesskette sind in dieser Untersuchung um einen Faktor sechs höher als die Erzeugungskosten von einer Biogasanlage.

12. Literaturverzeichnis

Agora Energiewende: Neue Preismodelle für Energie - Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. Berlin, April 2017.

Albrecht Uwe, Altmann Matthias, Michalski Jan, Raksha Tetyana, Weindorf Werner (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH): Analyse der Kosten Erneuerbarer Gase - Eine Expertise für den Bundesverband Erneuerbare Energie, den Bundesverband Windenergie und den Fachverband Biogas. Ponte Press, Bochum, 2013.

Anton Christian, Steinicke Henning (Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina): Bioenergie - Möglichkeiten und Grenzen – Stellungnahme, 2013.

Ausfelder Florian, Dura Hanna (Hrsg.): 1. Roadmap des Kopernikus-Projektes „Power-to-X“: Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X) – Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X-Technologien, 2018.

Ausfelder Florian, Dura Hanna (Hrsg.): 2. Roadmap des Kopernikus-Projektes „Power-to-X“: Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X) – Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X-Technologien, 2019.

Ausfelder Florian, et al.: „Sektorkopplung“: Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems, Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. München, 2017.

Barik S., Vega J.L., Clausen E. C., Gaddy J. L.: Biological Conversion of Coal Gas to Methane. In: Applied Biochemistry and Biotechnology – Ausgabe 18, Seite 379–392, 1988.

Bertau Martin, Offermanns Heribert, Plass Ludolf, Schmidt Friedrich, Wernicke Hans Jürgen: Methanol - The Basic Chemical and Energy Feedstock of the Future. Springer-Verlag, Heidelberg, 2014

Bertuccioli Luca, Chan Alvin, Hart David, Lehner Franz, Madden Ben, Standen Eleanor: Development of water electrolysis in the European Union. Im Auftrag von: Element Energy - Cambridge, E4tech Sarl – Lausanne, 2014.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.): Dialogprozess Gas 2030 – Erste Bilanz, Oktober 2019.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.): Die Nationale Wasserstoffstrategie, Juni 2020.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.): Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050, 2019.

DBFZ: Verteilung von Biogasanlagen in Deutschland (Abbildung) <https://www.dbfz.de/pressemediathek/mediathek/infografiken/>, zuletzt aufgerufen am 16.02.2021.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Baustein einer Integrierten Energiewende - Roadmap Power to Gas, 2017.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050, 2018.

FNR, Basisdaten Bioenergie (Website) <https://basisdaten.fnr.de/bioenergie/biogas> , zuletzt aufgerufen am 16.02.2021.

Fraunhofer ISE: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.html> , zuletzt aufgerufen am 16.02.2021.

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, Institut für Klimaschutz Energie und Mobilität (IKEM): Monitoring der Direktvermarktung - Quartalsbericht (06/2019) - Erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Karlsruhe/Kassel/Berlin, 2019.

Frontier Economics: Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland, Studie im Auftrag der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas e.V.), Brüssel, 2017.

Frontier Economics: Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Studie im Auftrag von Agora Verkehrswende und Agora Energiewende, 2018.

Geidl Martin, Koeppel Gaudenz, Favre-Perrod Patrick, et al.: The Energy Hub – A Powerful Concept for Future Energy Systems. Zürich, 2007.

Goeppert Alain, Czaun Miklos, Surya Prakash: Air as the renewable carbon source of the future: an overview of CO₂ capture from the atmosphere. In: Energy & Environmental Science Ausgabe 5, Seite 7833-7853, 2012.

Graf Frank, Krajete Alexander, Schmack Ulrich, DVGW (Hrsg.): Techno-ökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei Power-to-Gas-Konzepten, Bonn, 2014.

Haegel Nancy M., Atwater Harry, Barnes Teresa, et al.: Terawatt-scale photovoltaics: Transform global energy. In: Science. Band 364, Nr. 6443, Seite 836-838, 2019.

Kaltenmeier Klaus: Untersuchungen zur Kinetik der Methanisierung von CO₂-reichen Gasen bei höheren Drücken, Dissertation, Universität Karlsruhe, 1988.

Koch Matthias, Bauknecht Dierk, Heinemann Christoph, et al.: Modellgestützte Bewertung von Netzausbau im europäischen Netzverbund und Flexibilitätsoptionen im deutschen Stromsystem im Zeitraum 2020–2050. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft - Ausgabe 39, Seite 1–17, 2015.

Kopyscinski Jan, Schildhauer Tilman, Biollaz Serge: Production of synthetic natural gas (SNG) from coal and dry biomass – a technology review from 1950 to 2009, Paul Scherrer Institut – Schweiz, 2010.

Krauter Stefan: Simple and effective methods to match photovoltaic power generation to the grid load profile for a PV based energy system. In: Solar Energy - Ausgabe 159, Seite 768-776, 2018.

Küffner, Georg: Die Welt hat Durst. In: Frankfurter Allgemeine Zeitung, erschienen am 7. Juli 2018.

Leo Klimm: Aufstand der Mittelschicht (Artikel) – Süddeutsche Zeitung, 2018: <https://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/frankreich-macron-protest-gilets-jaunes-1.4214095>, zuletzt aufgerufen am 16.02.2021.

Leopoldina: Veröffentlichungen des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ - Wege zu einem integrierten Energiesystem – was jetzt geschehen muss – Impuls, 2019.

Leopoldina: Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem - Der richtige Mix für eine stabile und nachhaltige Versorgung – Stellungnahme, 2020.

Lehner Markus, Tichler Robert, Steinmüller Horst, Koppe Markus: Power-to-Gas: Technology and Business Models, Springer-Verlag, Heidelberg, 2014.

Lorenczik Stefan, Rehtanz Christian, et. Al.: Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung, Energy Research & Scenarios + EF.RUHR -Im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen. Endbericht, 2018.

Lund Henrik, Østergaard Poul Alberg, Connolly David, Mathiesen Brian Vad: Smart energy and smart energy systems. In: Energy - Ausgabe 137, Seite 556-565, 2017.

Lund Henrik: Energy Storage and Smart Energy Systems. In: International Journal of Sustainable Energy Planning and Management - Ausgabe 11, Seite 3-14, 2016.

Mathiesen Brian Vad, Lund Henrik, Connolly David, Wenzel Henrik, et al.: Smart Energy Systems for coherent 100% renewable energy and transport solutions. In: Applied Energy - Ausgabe 145, Seite 139-154, 2015.

Michalski Jan, Altmann Matthias, Bünger Ulrich, Weindorf Werner: Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen – Eine Expertise für das Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, 2019.

Müller Volker, Blaut Michael, Gottschalk Gerhard: Bioenergetics of Methanogenesis. In: Ferry J.G. Methanogenesis. Chapman & Hall Microbiology Series (Physiology / Ecology / Molecular Biology / Biotechnology). Springer-Verlag, Boston, Seite 360-406, 1993.

Nishimura Norihiro, Kitaura Shinko, Mimura Akio, Takahara Yoshimasa: Cultivation of thermophilic methanogen KN-15 on H₂-CO₂ under pressurized conditions. In: Journal of Fermentation and Bioengineering - Ausgabe 73, Seite 477-480, 1992.

Nitsch Joachim: Die Energiewende nach COP 21 – Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung, Stuttgart, 2016.

https://www.beeev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Joachim_Nitsch_Energiewende_nach_COP21.pdf , zuletzt aufgerufen am 16.02.2021.

Pressemitteilung Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU): <https://www.bmu.de/pressemitteilung/bundeskabinett-beschliesst-hoeheren-co2-preis-entlastungen-bei-strompreisen-und-fuer-pendle/>, zuletzt aufgerufen am 16.02.2021.

Preuster Patrick Karl Ewald: Entwicklung eines Reaktors zur Dehydrierung chemischer Wasserstoffträger als Bestandteil eines dezentralen, stationären Energiespeichers. Dissertation an der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg. Erlangen-Nürnberg, 2017.

Quaschnig Volker: Regenerative Energiesysteme, Technologie – Berechnung – Simulation. 8 Auflage, München, 2013.

Quaschnig Volker: Sektorkopplung durch die Energiewende, Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung, Hochschule für Technik und Wirtschaft (Berlin), 20. Juni 2016, <https://www.volker-quaschnig.de/publis/studien/sektorkopplung/Sektorkopplungsstudie.pdf> , zuletzt aufgerufen am 16.02.2021.

Rittmann Simon, Seifert Arne, Herwig Christoph: Quantitative analysis of media dilution rate effects on *Methanothermobacter marburgensis* grown in continuous culture on H₂ and CO₂. In: Biomass and Bioenergy - Ausgabe 36, Seite 293-301, 2012.

Rogall Holger: 100%-Versorgung mit erneuerbaren Energien - Bedingungen für eine globale, nationale und kommunale Umsetzung. Marburg, 2014.

Statistisches Bundesamt: Wasserwirtschaft - Entgelt für die Trinkwasserversorgung in Tarifgebieten nach Tariftypen, <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/Wasserwirtschaft/Tabellen/tw-07-entgelt-trinkwasserversorgung-tarifgeb-nach-tariftypen-2017-2019-land-bund.html> , zuletzt aufgerufen am 16.02.2021.

Schmidt Oliver, Gambhir Ajay, Staffell Iain, Hawkes Adam, Nelson Jenny, Few Sheridan: Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. In: International Journal of Hydrogen Energy - Ausgabe 42, Seite 30470-30492, 2017.

Sterner Michael, Stadler Ingo (Hrsg.): Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. 2. Auflage, Springer Verlag, Berlin Heidelberg 2017.

Sterner Michael: Bioenergy and renewable power methane in integrated 100 % renewable energy systems - Limiting global warming by transforming energy systems. Kassel University Press, Kassel 2009.

Stiller Christoph, Weigl Markus: Industrielle Produktion und Nutzung von konventionellem, CO₂-armem und grünem Wasserstoff. In: Töpler Johannes, Lehmann Jochen: Wasserstoff und Brennstoffzelle - Technologien und Marktperspektiven. 2. Auflage, Seite 189-206, Springer-Verlag Berlin, 2017.

Töpler Johannes, Lehmann Jochen: Wasserstoff und Brennstoffzelle. Springer-Verlag, Berlin, 2014.

Umweltbundesamt, Artikel „Erneuerbare Energien in Zahlen“, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#uberblick> , zuletzt aufgerufen am 16.02.2021.

Umweltbundesamt (Hrsg): Monitoringbericht 2019 zur Deutschen Anpassungsstrategie an den Klimawandel, 2019, <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/monitoringbericht-2019>, zuletzt aufgerufen am 16.02.2021.

Wenske Michael: Wasserstoff – Herstellung per Elektrolyse, ENERTRAG AG, Dauerthal, 2012.

Wikipedia, Artikel über Bevölkerungsentwicklung, <https://de.wikipedia.org/wiki/Bev%C3%B6lkerungsentwicklung>, zuletzt aufgerufen am 16.02.2021.

Winter Carl-Jochen, Nitsch Joachim: Wasserstoff als Energieträger - Technik, Systeme, Wirtschaft, Springer-Verlag, Berlin, 1989.

Wulf Christina, Linßen Jochen, Zapp Petra: Review of Power-to-Gas Projects in Europe. In: Energy Procedia - Ausgabe 155, Seite 367-378, 2018.

Zapf Martin: Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem - Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten. Springer-Verlag, Wiesbaden, 2017.

Eidesstattliche Erklärung

Familienname: Götz
Vorname: Maximilian Josef Manfred
Geburtsdatum: 19.05.1995
Matrikel-Nr: 03362835

Ich erkläre hiermit an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit eigenständig ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe. Die aus anderen Quellen direkt oder indirekt übernommenen Daten, Konzepte und anderen Inhalte sind unter Angabe des Literaturzitats gekennzeichnet. Ich weiß, dass die Arbeit in digitalisierter Form daraufhin überprüft werden kann, ob unerlaubte Hilfsmittel verwendet wurden und ob es sich – insgesamt oder in Teilen – um ein Plagiat handelt. Zum Vergleich meiner Arbeit mit existierenden Quellen darf sie in eine Datenbank eingestellt werden und nach der Überprüfung zum Vergleich mit künftig eingehenden Arbeiten dort verbleiben. Weitere Vervielfältigungs- und Verwertungsrechte werden dadurch nicht eingeräumt. Die Arbeit wurde bisher weder im In- noch im Ausland in gleicher oder ähnlicher Form einer anderen Prüfungsbehörde vorgelegt, war bisher nicht Bestandteil einer Studien- oder Prüfungsleistung und ist noch nicht veröffentlicht.

Markt Indersdorf, 18.02.2021

(Ort, Datum)



(Unterschrift)

Danksagung

An erster Stelle geht ein bedeutendes Dankeschön an meine Familie, ohne deren Unterstützung mir es schwer wäre, mich meinem Studium zu widmen.

Einige Personen haben zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen, bei denen ich mich an dieser Stelle herzlich bedanken möchte.

Dabei seien besonders erwähnt Dr. Omar Hijazi und Prof. Dr. Josef Kainz, die meine Arbeit begleitet haben.

Michael Riebesecker für den fachlichen Austausch.

Die vorliegende Masterarbeit ist an der Technischen Universität München (TUM) entstanden.

Als einzige Technische Universität in Bayern trägt sie zusätzlich den Titel als Exzellenz-Universität. In internationalen Rankings zählt die TUM regelmäßig zu den besten deutschen Universitäten. Ich bin sehr dankbar, an dieser besonderen Universität mein Studium absolvieren zu dürfen.

Schließlich soll ein bedeutendes Dankeschön an meine Freunde gerichtet sein, die mich während der gesamten Studienzeit mit großem Rückhalt unterstützt haben.