

---

Bachelorthesis

**Anwendungsbereiche von Power-to-Gas auf  
Haushaltsebene**

Vorgelegt von: Nelufar Jusefy  
Matrikel-Nr.: 11080480

Referent: Prof. Dr. Eberhard Waffenschmidt  
Korreferent: Christian Brosig

Technische Hochschule Köln,  
Cologne Institute for Renewable Energy,  
14. Mai 2018

*Öffentliche Version, einige Bilder aus Urheberrechtsgründen unkenntlich*

## Zusammenfassung

Bachelorarbeit

**Titel:** „Anwendungsbereiche von Power-to-Gas auf Haushaltsebene“

**Gutachter:**

- Prof. Dr. Eberhard Waffenschmidt (TH Köln)
- M. Sc. Christian Brosig (TH Köln)

**Zusammenfassung:** Diese Arbeit analysiert die Anwendungsbereiche von Power-to-Gas auf Haushaltsebene. Der Fokus liegt darin herauszufinden, ob es aktuell ein praktikables technisch ausgereiftes Konzept gibt, um auch Verbraucher auf Haushaltsebene mit der Systemlösung Power-to-Gas zu versorgen. Durch die dezentrale Wasserstoffherstellung wird systemübergreifend das Ziel der Energieautarkie für Haushalte verfolgt. Es folgt eine Darstellung der verschiedenen Anwendungsbereiche von Wasserstoff, die anhand der Kosten und Effizienz bewertet und anschließend wirtschaftlich betrachtet werden. Diese Arbeit zeigt auf, dass eine dezentrale Power-to-Gas-Anlage Herausforderungen wie die Optimierung der einzelnen Technologien bewältigen muss, um wirtschaftlich rentabel zu sein. Dementsprechend müssen Wirkungsgrade gesteigert, die Kosten weiter gesenkt und effektive ökonomische Rahmenbedingungen und Strukturen geschaffen werden.

**Stichwörter:** Power-to-Gas, Elektrolyse, Wasserstoff, Energieautarkie,

**Datum:** 14. Mai 2018

## **Abstract**

Bachelors Thesis

**Title:** “various fields of application of Power-to-Gas on household level”

**Reviewers:**

- Prof. Dr. Eberhard Waffenschmidt (TH Köln)
- M. Sc. Christian Brosig (TH Köln)

**Abstract:** The following thesis examines various fields of application of Power-to-Gas on household level. It focuses on the investigation of a current practicable and technically mature concept to supply consumers at household level with the system solution Power-to-Gas. By the use of decentralized hydrogen production, the energy autarky for households can be realized. Additionally, different fields of application of hydrogen are presented which are evaluated on the basis of cost, efficiency and further considered under economical aspects. Furthermore, this thesis points out the challenges such as the optimization of used technologies decentralized Power-to-Gas systems need to overcome in order to make it economically viable. Therefore, efficiency levels have to be increased, the costs further lowered and better economic conditions and structures have to be created.

**Keywords:** Power-to-Gas, electrolysis, hydrogen, energy autarky

**Date:** 14. Mai 2018

## **Danksagung**

An dieser Stelle möchte ich mich ganz herzlich bei Herrn Prof. Dr. Eberhard und Herrn Brosig für die fachkompetente Betreuung dieser Arbeit und mir die Möglichkeit gegeben zu haben, Teil dieses Projekt zu sein, bedanken.

Herr Prof. Dr. Eberhard übernahm die Funktion des Erstprüfers und zeigte sich nicht nur während der Entstehung dieser Arbeit, sondern bereits in meinem vorangegangenen Studium jederzeit hilfsbereit und unterstützend.

Bei Herrn Christian Brosig möchte ich mich für die Übernahme der Zweitprüferfunktion und besonders für die vielen Anregungen und seine Diskussionsbereitschaft bedanken, welche für die Erstellung dieser Arbeit sehr hilfreich waren.

Der Dank geht aber auch an meine Eltern, die mich stets durch das ganze Studium begleitet und unterstützt haben. Einen speziellen Dank muss ich ebenso meinem Bruder aussprechen, ohne ihn wäre all das nicht möglich gewesen.

---

## Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung .....	I
Abstract.....	II
Danksagung.....	III
Inhaltsverzeichnis .....	IV
1. Einleitung.....	1
1.1. Problemstellung und Zielsetzung.....	1
1.2. Aufbau der Arbeit.....	2
2. Theoretische Grundlagen .....	3
2.1. Begriff und Definition von Power-to-Gas .....	3
2.2. Nutzungspfade und Marktchancen .....	3
2.3. Power-to-Gas Projekte.....	6
2.3.1. Pilotprojekte.....	6
3. Das Speichersystem Power-to-Gas.....	8
3.1. Einspeicher-Technologien.....	8
3.1.1. Wasserelektrolyse .....	10
3.1.2. Methanisierung .....	17
3.2. Speichermedien und Lagerung .....	20
3.2.1. Speicherung in Druckbehälter .....	21
3.2.2. Speicherung in Kryogenbehälter .....	22
3.2.3. Einlagerung in Metallhydriden .....	24
3.3. Ausspeicher-Technologien.....	27
3.3.1. Wasserstoff als Kraftstoff .....	27
3.3.2. Rückverstromung durch Brennstoffzellen .....	29
4. Dezentralisierte Power-to-Gas Technologien .....	36
4.1. Dezentrale Projekte.....	38
5. Systembetrachtung.....	42
5.1. Wirtschaftlichkeit.....	47
5.2. Konventionelle Batteriespeicher.....	55

---

6. Fazit.....	56
Literaturverzeichnis.....	58
Tabellenverzeichnis .....	63
Abbildungsverzeichnis .....	65
Abkürzungsverzeichnis .....	67
Erklärungen .....	69
Erklärung zum eigenständigen Verfassen .....	69
Erklärung zur Veröffentlichung.....	69
Erklärung zu Bildrechten .....	69

# 1. Einleitung

## 1.1. Problemstellung und Zielsetzung

Im Kontext des Pariser Klimaschutzabkommens ist es wichtig, dass eine weitgehende Dekarbonisierung zur Erreichung des 1.5°C-Ziels stattfindet, was nur durch deutlich verstärkte Maßnahmen in allen Energieverbrauchssektoren erreicht werden kann. <sup>[1]</sup> Die erneuerbaren Energien konnten 2017 einen Anteil an der Nettostromerzeugung von 38,5 % erreichen. <sup>[2]</sup> Die 3. Phase der Energiewende, synthetische Brennstoffe, beginnt ab ca. 60 %. <sup>[3]</sup> Infolgedessen macht der steigende Anteil der Überschüsse in der regenerativen Stromproduktion, den Einsatz von chemischen Langzeitspeichern und den Bedarf an Flexibilität im Stromsystem unausweichlich.

Das heute einzige disponible Verfahren, das die Grundlage für eine Langfristspeicherung von erneuerbarem Strom und dessen Nutzbarmachung systemübergreifend in allen Energieverbrauchssektoren schafft, ist Power-to-Gas. Unter Power-to-Gas werden jegliche Technologien gefasst, die Energie vom Stromsektor in den Gassektor wandeln. Der Kernprozess für das Power-to-Gas Konzept ist die Wasserelektrolyse zur Produktion von Wasserstoff, wie auch die Methanisierung. Als Ziel steht deutlich die saisonale Speicherfähigkeit von nicht jederzeit integrierbarem Strom aus erneuerbaren Energien, allen voran die Solarenergie und die Anwendung für verschiedene Energienutzungsbereiche. <sup>[1, S.1]</sup>, <sup>[4]</sup> Häufig wird Power-to-Gas nur mit Großprojekten verbunden, die zentralisiert im Netz zur Verfügung stehen, jedoch sind unterschiedliche Nutzungspfade vorhanden. Durch die Vorteile, die z.B. eine dezentrale Lösung bietet, ergibt sich ein weitaus demokratischeres System als bei zentralistischen Systemen. Gelingt es möglichst autarke Netzzellen, die in einem Austausch miteinander stehen, umzusetzen, resultiert auch eine stärkere Beteiligung von Bürger/Innen.

Diese Arbeit setzt sich mit Anwendungsbereichen von Power-to-Gas auf Haushaltsebene zusammen. Es wird untersucht, ob sich dies auch im Haushalt bewährt, daher ist das Ziel dieser Arbeit einen Überblick über vorhandene Technologien auf Haushaltsebene zu geben und diese ökologisch und ökonomisch zu bewerten. Es werden zudem die Anwendungsbereiche von Wasserstoff aufgezeigt und anhand der Kriterien Gerätekosten (ggf. Umrüstaufwand) und Effizienz bewertet. Die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffbetriebenen Anwendungen wird anschließend auf-

gezeigt, in einen Kontext zum Komplettsystem mit Rückverstromung des Wasserstoffes gesetzt und einen Ausblick zur erwarteten Preisentwicklung im Vergleich zu Batteriespeichern gegeben.

## **1.2. Aufbau der Arbeit**

In dieser Arbeit werden zunächst die theoretischen Grundlagen erläutert und beschrieben. Es wird ein Überblick über Pilotprojekte und deren Entwicklungen gegeben, verschiedene Nutzungspfade und Marktchancen von der sektorenübergreifenden Systemlösung Power-to-Gas werden ebenso aufgezeigt.

Anschließend werden im Kapitel „Das Speichersystem Power-to-Gas“ die wesentlichen Technologien zusammengetragen, aus denen sich das Speicherkonzept zusammensetzt. Es wird auf verschiedene Einspeicher-Technologien, vor allem auf die Wasserelektrolyse eingegangen. Folgend werden diverse Speichermöglichkeiten für eine dezentrale Power-to-Gas-Anlage veranschaulicht und abschließend ein Überblick der Ausspeicheroptionen gegeben.

Der Systempfad des dezentralen power-to-Gas Systems wird hier dargestellt, die Einzeltechnologien werden zusammengefügt und anhand verschiedener Projekte verdeutlicht. Abschließend folgt eine Systembetrachtung, in der die Technologien technisch und wirtschaftlich bewertet werden. Es wird zudem ein Ausblick darüber verschafft, welche Herausforderungen Power-to-Gas in der Zukunft bewältigen muss.



## 2. Theoretische Grundlagen

### 2.1. Begriff und Definition von Power-to-Gas

Durch das effiziente Speichern von Überschussstrom wird dieser bei Engpässen genutzt, um Fluktuationen in der Erzeugung erneuerbaren Energien auszugleichen. Die volatile Verfügbarkeit stellt durch diese Möglichkeit keine Herausforderung mehr da. <sup>[5]</sup>

Das Ziel der Power-to-Gas Technologie ist es Überproduktion vom erneuerbarem Strom in einen gasförmigen Energieträger, wie Wasserstoff oder synthetisches Methan, zu transformieren, welche in der bestehenden Erdgasinfrastruktur transportiert, in Gasspeichern gelagert und anschließend zur Wärme- oder Strombereitstellung eingesetzt werden können. <sup>[4]</sup>

### 2.2. Nutzungspfade und Marktchancen

Die Power-to-Gas Technologie bietet, neben der Möglichkeit den produzierten Wasserstoff bzw. das Methan in die Erdgasinfrastruktur oder in einem Erdgasspeicher einzuspeisen, auch andere sehr vielfältige Einsatzmöglichkeiten. Um das fossile Erdgas adäquat zu ersetzen, kann das synthetische Erdgas gegebenenfalls direkt zu privaten oder gewerblichen Wärmeversorgungsanlagen gelangen.

Wie in Abb. 1 dargestellt, können zusätzlich klimaschädliche CO<sub>2</sub>-Emissionen und Schadstoffe wie Feinstaub oder Schwefeloxid reduziert werden, wenn SNG und Wasserstoff des Weiteren im Mobilitätssektor genutzt werden, um fossile Kraftstoffe zu ersetzen. Auch in der Industrie (Stahlwerke, chemische Industrie und Kraftstoffraffinerie) können die fossilen Einsatzstoffe substituiert werden. <sup>[6]</sup>

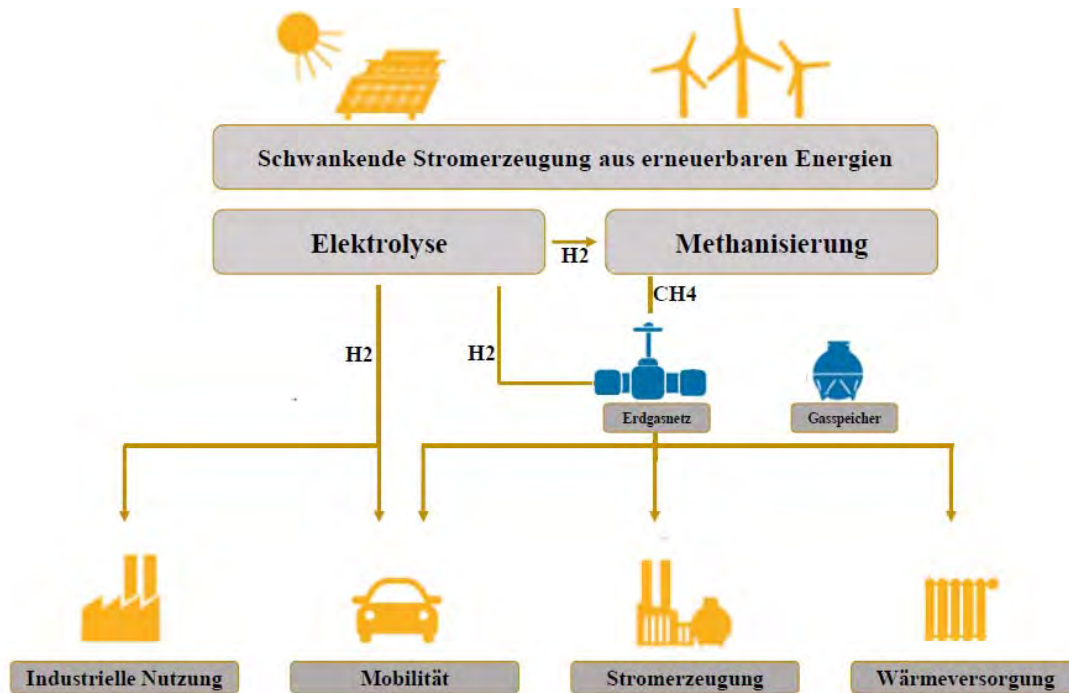


Abb. 1: Sektorenübergreifende Systemlösung Power to Gas

**Industrielle Nutzung:** Erneuerbar erzeugtes SNG kann fossiles Erdgas ersetzen und ist hinsichtlich seiner Reinheit gut geeignet für die Glas- oder Keramikindustrie sowie der chemischen Industrie, aber auch Kraftfahrzeuge stellen sehr hohe Anforderungen an die Erdgasqualität. [4, S.6] Es werden global ca. 50 Millionen Tonnen Wasserstoff pro Jahr für die industrielle Nutzung produziert, jedoch nur weniger als 5 % durch Elektrolyse. [7] Die große Masse an erneuerbaren Wasserstoff, die die stoffliche Nutzung in der Industrie erfordern würde, kann nicht direkt mit den Kostenstrukturen von konventionell erzeugtem Wasserstoff konkurrieren. Wasserstoff aus Power-to-Gas wird dennoch für Industrieunternehmen zukünftig eine überzeugende Möglichkeit bieten ihre Gesamtemissionen zu optimieren, um dem Emissionshandel gerecht zu werden. [1, S.3, S.65-66]

**Kraftstoff für die Mobilität:** Power-to-Gas bietet neue Optionen im Verkehrssektor und trägt signifikant zur Verminderung der klimaschädlichen Treibhausgasemissionen bei. Der erneuerbar erzeugte Kraftstoff, Methan oder Wasserstoff, substituiert den fossilen und realisiert eine nachhaltige und wirtschaftliche Kurz- und Langstreckenmobilität. Die Wasserstoff- und Methanproduktion ist im Vergleich zur Erzeugung flüssiger erneuerbarer Kraftstoffe technologisch einfacher umzusetzen. [4, S.6] Methan kann bei Erfüllung der Qualitätskriterien auch in bestehenden CNG-Tankstellen und Fahrzeugen eingesetzt werden, da die Tankstelleninfrastruktur bereits

relativ weit verbreitet und kontinuierlich ausgebaut wird. Aufgrund hohem Handlungsdruck zur Minimierung der Treibhausemissionen in Kombination mit einem relativ hohen Preisniveau für Energie in Form von Kraftstoffen, herrschen im Sektor Mobilität gute Marktaussichten. [1, S.3, S.64]

**Langzeitspeicher in der Stromerzeugung:** Power-to-Gas Anlagen können zur Frequenzhaltung im Stromnetz durch Erbringung von Regelleistung, als Überbrückung und teilweise als Ersatz des schleppend voranschreitenden Netzausbaus dienen. Auf Basis der großen Langzeitspeicherkapazität des Erdgasnetzes und der daran angeschlossenen Erdgasspeicher, hat Power-to-Gas bei einer höheren Durchdringung im Strommarkt hohes Potential für Speicherung großer Energiemengen, sodass fossile Brennstoffe eingespart werden können. [4, S.6] Dementsprechend kann die Exportabhängigkeit gesenkt und die inländische Wertschöpfung gesteigert werden. Bei Bedarf kann das erneuerbare Gas z. B. in Gaskraftwerken, Blockheizkraftwerken oder mittels Brennstoffzelle Rückverstromt werden, wobei dies wirtschaftlich nicht die beste Möglichkeit darstellt, da die Anzahl der Volllast- bzw. Betriebsstunden mit sehr günstigen Strombezugskosten auf absehbare Zeit relativ gering bleiben wird. [1, S.4]

**Brennstoff für die Wärmeerzeugung:** Über die Erdgasinfrastruktur gelangt das erneuerbare Gas aus dem Power-to-Gas Technologie zu Wärmeversorgungsanlagen von gewerblichen und privaten Verbrauchern. [4, S.6] Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen bieten hier eine effiziente Energienutzung. Wenn Power-to-Gas Produkte von Neubauten im Rahmen des EEWärmeG anteilig der Wärmegewinnung aus erneuerbaren Energien zugerechnet werden und entsprechenden eine regulatorische Verankerung entsteht, entwickelt sich eine stärkere Nachfrage, sodass die Konkurrenzfähigkeit im Vergleich zu etablierten Gasprodukten keine Herausforderung mehr ist. [1, S.3, S.64-65]

## 2.3. Power-to-Gas Projekte

In Europa sind derzeit 127 Power-to-X Projekte vorhanden und die Zahl steigt stetig, wobei man in 2018 das größte Wachstum erwartet (siehe Abb. 2). 27 Projekte sind bereits realisiert worden und 63 sind bis Ende 2017 in Betrieb gegangen. [8]

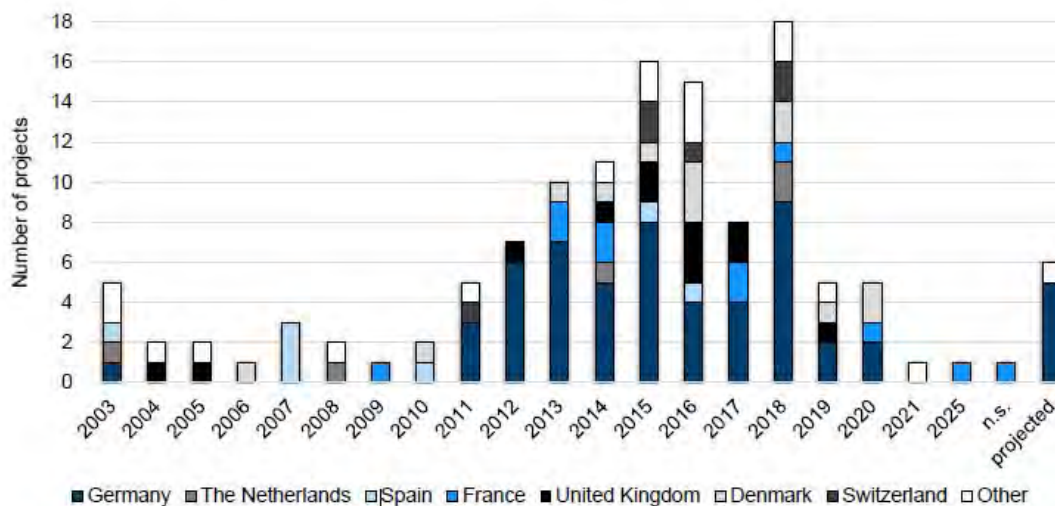


Abb. 2: Entwicklung der Power-to-X Projekte in Europa

Deutschland hebt sich deutlich von den anderen Ländern ab und ist in allen Einsatzfeldern (Blending, Industrie, CHP, Fuels) vertreten, wohingegen andere sich auf die spezifischen Bereiche konzentrieren. 32 % aller Projekte speisen den produzierten Wasserstoff bzw. Methan in das öffentliche Netz. PEM und AEL Elektrolyseure sind in den Projekten nahezu gleich vertreten, indessen man eine Tendenz der AEL Elektrolyseure für kleinere Kapazitäten und PEM Elektrolyseure für mittlere und größere erkennt. [8, S.5-7]

### 2.3.1. Pilotprojekte

Im März 2015 ging die weltweit erste von der Viessmann Group in Allendorf erstellte Power-to-Gas Pilotanlage mit einem mikrobiologischem Verfahren im industriellen Bereich in Betrieb. [10] Vor allem die Langzeitstabilität des Elektrolyseurs, die biologische Methanisierung und das Erreichen einer stabilen und einspeisefähigen Gasqualität wird hier analysiert. Wasserstoff wird aus der Elektrolyseanlage und CO<sub>2</sub> aus einer benachbarten Biogasaufbereitungsanlage mit Schwach- oder Biogas in Biomethan umgewandelt. Kleine Klär- und Biogasanlagen ohne Biogasreinigung

können als Kohlenstoffdioxid-Quelle verwendet werden, da das CO<sub>2</sub> nicht hochkonzentriert vorliegen muss. Die Besonderheit der Anlage ist das von Viessmann Gruppenunternehmen MicroEnergy entwickelte mikrobiologische Verfahren, wobei Hochspezialisierte Mikroorganismen den gelösten Wasserstoff und das Kohlenstoffdioxid, bei einem konstanten Druck von fünf Bar und niedrigeren Temperaturen als beim chemisch-katalytischem Prozess (ca. 300 °C), aufnehmen. Daraus entsteht das Molekül Methan. Die H<sub>2</sub> Produktion liegt bei 60 bis 220 m<sup>3</sup>/h und die SNG-Produktion bei 15 bis 55 m<sup>3</sup>/h. Das produzierte Methan wird im Anschluss in das Erdgasnetz eingespeist, je nach Bedarf gegebenenfalls in einer Wärme-Kraft-Kopplungsanlage zur Stromproduktion, Wärmeversorgung oder in mit Erdgas betriebene Autos als CO<sub>2</sub> freier Kraftstoff verwendet werden. Das von der Anlage in Allendorf produzierte SNG entspricht den Forderungen der EU-Richtlinie 2009/28/EG und wurde von der Deutschen Energie-Agentur GmbH als „Biogaspartnerschaft des Jahres 2015“ ausgezeichnet, wobei die hohe Effizienz und der Beitrag zur CO<sub>2</sub> neutralen Mobilität besonders im Fokus stand. Die Viessmann Group ist bereits eine Kooperation mit Audi eingegangen und vermarktet den entstandenen Biokraftstoff seit Juli 2015 an den Automobilhersteller mit CNG- Fahrzeugen. Die g-tron-Modelle des Audi A3 Sportback können jeweils mit Benzin, Erdgas oder Power-to-Gas Methan betrieben werden. Der Audi A4 Avant g-tron soll diesen Trend fortsetzen, um den Weg zu einem CO<sub>2</sub> neutralen Straßenverkehr voranzubringen. <sup>[11]</sup>

Seit Oktober 2016 ist das Projekt Windgas Haßfurt unterstützt durch Greenpeace Energy eG und städtische Betriebe, in Betrieb. Das Ziel ist die dezentrale Stromnetzstabilisierung durch Last- und Verbrauchsmanagement, Frequenzstabilisierung durch das Angebot von Primärregelleistung im Stromnetz, lokale Gasnetzspeisung und das Aufzeigen von Absatzmärkten für Wasserstoff im Wärmebereich. Der PEM-Elektrolyseur des Typs Silyzer 200 von Siemens mit 1,2MW elektrischer Nennleistung produziert 225 Nm<sup>3</sup>/h H<sub>2</sub> und speist pro Jahr eine Millionen Kilowattstunden Ökogas vor Ort in das lokale Gasnetz ein. Die Steuerungssoftware von Next Kraftwerke schaltet den Elektrolyseur mit den anderen Anlagenkomponenten zusammen und ermöglicht so eine intelligente Steuerung. Aufgrund des guten dynamischen Verhaltens des PEM-Elektrolyseur kann er schnell auf Leitsignale reagieren und seine Leistung dementsprechend anpassen. <sup>[12]</sup>

### 3. Das Speichersystem Power-to-Gas

Das Speichersystem Power-to-Gas ist aus Einspeicher-Technologien, Speichertechnologien und Ausspeichertechnologien aufgebaut. Bei gasförmigen Energieträgern stehen vor allem Speichersysteme auf Basis von Power-to-Gas im Mittelpunkt, da diese aufgrund der Nutzung vorhandener Infrastruktur und der Möglichkeit der Substitution von konventionellen Energieträgern in Verkehr, Strom und Wärme das größte Potenzial besitzen. Grundsätzlich ist aufgrund der Eigenschaften der beiden Energieträger Wasserstoff  $H_2$  und Methan  $CH_4$  zwischen zwei verschiedenen Power-to-Gas-Konzepten zu unterscheiden. Der Unterschied liegt vor allem in der Verwendung der Speicher und den Ausspeichertechnologien sowie der optionalen Stufe der Methanisierung und deren Komponenten.

Die Effizienz ist abhängig von den eingesetzten Komponenten, der jeweiligen Betriebsweisen und sinkt mit jedem zusätzlichen Element, dementsprechend sollte das System so simpel wie möglich konzipiert werden. Die Rückverstromung mittels Brennstoffzelle ist beispielsweise mit Umwandlungsverlusten behaftet, infolgedessen sollte der produzierte Wasserstoff bzw. das Methan, wenn Möglich direkt einer Verwendung zugeführt werden. Die Nutzung der Abwärme ist eine signifikante Methode, um den energetischen Wirkungsgrad zu verbessern. Die Forschung fokussiert sich derzeit auf die Hauptkomponente von Power-to-Gas Systemen, die Elektrolyse ( $\eta = 0,70$ ), um die Gesamteffizienz der Anlage zu verbessern, da dort die größten Verluste entstehen. Bei Power-to-Gas-Methan ist aufgrund des Zwischenschrittes der Methanisierung ( $\eta = 0,825$ ) der Gesamtwirkungsgrad um 5-12 % geringer. <sup>[13]</sup>

#### 3.1. Einspeicher-Technologien

Wasserstoff besitzt hohes Potential eine Alternative für fossilen Erdgas darzustellen. Zur Wasserstoffgewinnung sind verschiedene Verfahren durchführbar. Elektrolytische-, Thermochemische- und Photolytische Verfahren gehören zu den klimaverträglichen Technologien mit regenerativen Quellen zur Wasserstoffherstellung. Das elektrolytische Verfahren bietet die Wasserelektrolyse und die Chlor-Alkali-Elektrolyse als Wasserstoffproduktionsmöglichkeiten, wobei die Wasserelektrolyse, Abschnitt 3.2.1, den Kernprozess bei der Systemlösung Power-to-Gas auszeichnet.

<sup>[14]</sup>

Die Elektrolyse kennzeichnet die elektrochemische Zerlegung, Redoxreaktion, einer Substanz durch Stromzufuhr und ist der Umkehrprozess zu dem Prozess eines galvanischen Elements wie einer Batterie, eines Akkumulators oder einer Brennstoffzelle. <sup>[15]</sup>

Nicht nur die Nachhaltigkeit der Wasserstoffspeicher-Technologie ist ein wesentlicher Vorteil, sondern auch seine hohe Energiedichte und die hohen Wirkungsgrade über die kalte Verbrennung in Brennstoffzellen. <sup>[16]</sup> Die Flexibilität der Einsatzmöglichkeit in allen Sektoren ist ebenfalls nicht zu vernachlässigen. Der produzierte Wasserstoff kann, wie im Abschnitt 2.2. beschrieben, sowohl als Kraftstoff im Verkehr, als auch Energieträger in der Wärmeversorgung und im Erdgasnetz gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt wieder verstromt oder für die Methanisierung weiterverwendet werden. Als Nebenprodukt bleibt der entstandene Sauerstoff meist ungenutzt. <sup>[4, S.11]</sup>

Wasserstoff kann nur begrenzt der Erdgasinfrastruktur zugemischt und ausschließlich in Kavernenspeichern gelagert werden, da er zu den Zusatzgasen gehört und sich in der chemischen Zusammensetzung, sowie den brenntechnischen Kenndaten vom vorhandenen Erdgas im Netz unterscheidet. <sup>[17]</sup> Der gesetzlich zulässige Anteil für das Zumischen von Wasserstoff in die Erdgasinfrastruktur liegt derzeit bei fünf Volumenprozenten, wobei eine Toleranzerhöhung auf zehn Volumenprozenten anvisiert ist. <sup>[18]</sup> Durch die prozessualen Wärmeverluste entsteht beim Wirkungsgrad ein Verlust in Höhe von 20 %, wodurch die Elektrolyse einen Wirkungsgrad von 80 % aufweist. <sup>[4, S.13]</sup>

### 3.1.1. Wasserelektrolyse

Der Prozess der Wasserelektrolyse basiert auf einem Elektrolyseur, der mittels erneuerbaren Energien erzeugtem Strom (1,5 V Gleichspannung) Wasser (H<sub>2</sub>O) in seine Bestandteile Wasserstoff (H) und Sauerstoff (O) zerlegt (Abb.3).

*Bild aus urheberrechtlichen Gründen unkenntlich*

Abb.3: Elektrolyseprozess

Die Elektrolysezellen werden im Filterpressenaufbau zu einem Stack zusammengeschaltet, um höhere Gasmengen und größere Leistungen zu erreichen. Die Anlage ist für den Betrieb auf ein peripheres System angewiesen. Viele Teilsysteme sind übereinstimmend. Verwendet man jedoch einen PEM Elektrolyseur benötigt man nicht den vorgeschalteten Elektrolytkreislauf mit Laugenaufbereitung, wie bei der AEL Elektrolyse. Pro produziertem Normkubikmeter Wasserstoff werden ca. 0,8 l Wasser benötigt. Die Gasaufbereitung gehört zu den nachgeschalteten Anlagekomponenten. Das Produktgas wird in den Gasabscheidern abgetrennt und in Gasnachkühlung und Kondensat-Abscheidern abgekühlt, sodass die sich noch im Gas vorhandenen Elektrolyte auskondensiert wird. Nachfolgend wird in der Reinigungs- und Trocknungsanlage überschüssiger Sauerstoff mit Wasserstoff zu Wasser und Wasserdampf rekombiniert, um die Produktgasqualität zu erhöhen. Um Sicherheitsvorkehrungen zu treffen und die Explosionsgefahr zu minimieren, muss ein Spülsystem vorhanden sein, welches bei Bedarf die kompletten gasführenden Komponenten mit Inertgas wie Stickstoff umspült. Das Produktgasanalyzesystem und die



Raumluftüberwachung bieten standardisierte Technik, um gegebenenfalls Gefährdungen zu erkennen. Über ein Gesamtanlagen-Steuerungs- und Sicherheitssystem können die Betriebszustände aufgerufen und überwacht werden, sodass komplette Sicherheit geboten wird und auf Fehler bewältigt werden können. Zusätzlich wird der Wärme- und Kältebedarf zwischen Elektrolytkreislauf, Gaskühlung, Wasserkondensation, Gasreinigung und Verdichtung durch ein Wärmemanagementsystem geregelt. [13]

Der Wirkungsgrad der Wasserelektrolyse ist mit ca. 80 % im Vergleich zu weiteren Speichertechnologien nicht sehr hoch, jedoch lässt sich diese durch Abwärmenutzung steigern. Durch das Integrieren der entstandenen Prozessabwärme, verbessert sich auch die Wirtschaftlichkeit und die CO<sub>2</sub>-Bilanz. Da das AEL- und PEM-Verfahren, die für eine dezentrale Power-to-Gas-Anlage eingesetzt werden können, jedoch zu niedrige Temperaturniveaus aufweisen, kommt nur die Einspeisung in den Rücklauf der Wärmenetze infrage. Allgemein sollte für die Integrationsmöglichkeiten der Abwärme das Temperaturniveau der Elektrolyse deutlich höher sein, als das des Wärmekreislaufes. [16]

Die Erhöhung des Wirkungsgrads im Stack, Stackgröße, Leistungsdichte, Lebensdauer, Reduktion der Kosten, Bereitstellung von druckbetriebenen Systemen, sowie dynamische Systeme, die in der Lage sind der bereitgestellten Leistung zu folgen, sind die Zentralpunkte der Forschung, um stationäre Elektrolyse-Anlagen Massentauglich zu machen. [13]

### 3.1.1.1. Wasserstoffelektrolysetechnologien

Alkalische Elektrolyseure (AEL), Membranelektrolyseure (PEM, PEMEL) und Hochtemperaturelektrolyseure (SOEL, HTES) sind die drei derzeit wichtigsten Wasserstoffelektrolysetechnologien, die für das Prinzip der elektrochemischen Energiewandler, technisch von Bedeutung sind. <sup>[15, S.171]</sup> In Tabelle 1 werden die Elektrolyse-Technologien und deren Eigenschaften gegenübergestellt.

Tabelle 1: Technische Daten der Elektrolyseure <sup>[13, S.363]</sup>

Bezeichnung	AEL – Alkalische Elektrolyse	PEMEL – Membran Elektrolyse	HTES – Hochtemperatur Elektrolyse
Elektrolyt	Flüssig (KOH)	Fest (Membran)	Fest (Keramik)
Betriebstemperatur in °C	40–90	20–100	700–1000
Druck in bar	1–30	30–50	ca. 30
Wirkungsgrad in %	62–82	67–82	65–82
Aufbau	Bipolar, Filterpresse	Filterpresse	Kommerzielle Produkte noch nicht vorhanden
Aktive Zellfläche	0,1–4 m <sup>2</sup>	10–750 cm <sup>2</sup>	bis 100 cm <sup>2</sup>
Stromdichte in A/cm <sup>2</sup>	0,2–0,45	bis zu 2,5	0,3–3,0
Zellspannung in V	< 2,4	< 2,2	
Zellen pro Stack	bis zu 700	< 120	
Systemdesign	Laugenkreislauf (KOH) Leistungselektronik Gasseparatoren, -wäsche, Kompression, Feinreinigung	Ähnlich AEL, einfacheres Systemdesign, druckfeste Auslegung	Bisher nur als Konzept, Kopplung mit HT-Quelle
Elektrische Leistung	5 kW–3,4 MW	0,5–160 kW	
Energie in kWh <sub>el</sub> /m <sup>3</sup> H <sub>2</sub>	4,5–7,0	4,5–7,5	3,2 0,6 kWh <sub>th</sub> /m <sup>3</sup> H <sub>2</sub>
Leistungsdichte in W/cm <sup>2</sup>	bis 1,0	bis 4,4	
Investitionskosten I <sub>0</sub> in €/kW, Stand 2014	800–1500	2000–6000	
Aufbau, Anlieferung	10 % I <sub>0</sub>	10 % I <sub>0</sub>	
Wartung, Betrieb, Versicherung	4 % I <sub>0</sub> pro Jahr	4 % I <sub>0</sub> pro Jahr	

Die **alkalische Elektrolyse** (Alkaline electrolysis) ist ein großtechnisch erprobtes Verfahren, mit dem höchsten Erfahrungsumfang und kommerziell verfügbar, da Anschaffung und Installation dessen am günstigsten ist. In Verknüpfung mit fluktuierenden erneuerbaren Energien und im Hinblick auf eine Integration in die Systemlösung Power-to-Gas, besteht jedoch Optimierungsbedarf bei der Effizienz und im dynamischen Betrieb. [19, S.4-5]

Die Alkalische Elektrolysezelle besteht aus 2 Halbzellen, die durch ein ionenleitendes Diaphragma separiert und durch einen Zellrahmen, in dem Wasser zirkuliert, abgedichtet sind. Bedingt durch Zufuhr von Kaliumhydroxid (KOH) wird die Leitfähigkeit erhöht, die inneren Widerstände der Zelle sinken und der Wirkungsgrad steigt. Nahe der Membran befinden sich auf beiden Seiten poröse, perforierte großflächigen Elektroden. Mit einer angelegten Gleichspannung, die gleich oder größer der Zersetzungsspannung von Wasser mit 1,23V unter idealen Bedingungen ist, wird an der Kathode Wasser in atomaren Wasserstoff und Hydroxidionen (OH-) aufgespalten. An der Anode reagieren die durch die Membran diffundierenden Hydroxidionen zu Wasser und atomarem Sauerstoff. Die entstandenen Sauerstoff- und Wasserstoffmoleküle steigen auf, werden vom Elektrolyten abgeschieden und abgeführt. Das bei der Reaktion verbrauchte Wasser wird über die Stützen nachgefüllt. Für die Gesamtreaktion werden pro Halbzelle jeweils zwei Elektronen erfordert, die über den geschlossenen Stromkreis transportiert werden. [13, S.356]

Das System weist aufgrund der aufwändigen Peripherie inkl. Laugenpumpe, Druckregler und Gasseparatoren eine Trägheit auf. Jedoch ist die minimale Teillast auf 20-40% begrenzt, da sonst die H<sub>2</sub>-Diffusion durch die Lauge und das Diaphragma zu sicherheitsgefährdenden Gasgemischen an der Anode führen würde. Es besteht Optimierungsbedarf bei dem dynamischen Betrieb, der berücksichtigt werden muss, wenn diese Technologie für Power-to-Gas-Anlagen auf Haushaltsebene mit schwankende Solarenergie eingesetzt werden soll. Nachgewiesener Lebensdauer in Betrieb ist bis 90.000 h, was bis 2050 gleichbleiben wird. Durch die Erhöhung der Leistungsdichte und die Senkung von Materialkosten sollen die Investitionskosten von heute ca. 1000-5000 pro kW installierte Leistung auf ca. 500 € pro kW installierte Leistung reduziert werden. Die verringerte H<sub>2</sub>-Gasdurchlässigkeit soll minimale Teillastbereiche bis ~10% ermöglichen. [19, S.4]

Die **PEM-Elektrolyse** (Proton Exchange Membrane), basiert auf den inversen Vorgängen in einer Brennstoffzelle und hat einen einfachen Aufbau und Verfahrenstechnik und eignet sich besser als die alkalische Elektrolyse für den dynamischen Betrieb, besitzt jedoch hohe Materialanforderungen und teure Werkstoffe. Eine PEM-Elektrolysezelle beinhaltet eine protonenleitende Membran, die doppelseitig

mit den Elektroden zum Membrane Electrode Assembly (MEA) verbunden ist. Auf den Elektroden liegt ein fester, hochporöser Polymerelektrolyt auf, der einerseits den Stromfluss von den bipolaren Platten zur Elektrode und andererseits den Transport von Wasser hin zur Elektrode sowie der Produktgase von der Elektrode weg, realisiert. Die bipolaren Platten leiten über die auf ihnen eingravierten Kanäle das Wasser zur Anode und gestatten den Abtransport der Produktgase und sorgen für eine gleichmäßige Verteilung der Stromdichte auf den Elektrolyten. In der kathodenseitigen Halbzelle bildet sich Wasserstoff, der mit hoher Feuchtigkeit beladen ist, jedoch verglichen mit der alkalischen Elektrolyse weitaus weniger unerwünschte Stoffe enthält. [13, S.357]

Die PEM-Elektrolyse-Technologie ist aufgrund seines einfachen Aufbaus und Verfahrenstechnik, da kein Elektrolytkreislauf notwendig ist, sehr kompakt, was ein wesentlicher Vorteil für eine dezentrale Verwendung ist. Zusätzlich sind kleine Überspannungen durch Edelmetallkatalysatoren vorhanden. Auf Lastwechsel reagieren PEM-Elektrolyseure deutlich besser als alkalische Elektrolyseure und erreichen in der Startphase schnell die Betriebstemperatur. Da diese auch mit höherem Druck betrieben werden können, sind Systeme mit 85 bar vorhanden. Die Druckstabilität der Membran lässt zu, alleinig die Wasserstoffseite unter Druck zu betreiben und so ist die Option vorhanden, den Wirkungsgrad zu erhöhen. Der Entwicklungsstand der PEM-Elektrolyseure benötigt dennoch weitere Forschung, um diese großtechnisch verfügbar zu machen und insbesondere die hohen Materialanforderungen und teure Werkstoffe, durch Serienanfertigung, zu reduzieren, sodass diese auch für den Privatverbraucher einsetzbar sind. Die Hälfte der Kosten nehmen die Katalysatormaterialien, Flowfield und Separatoren ein und daher wird insbesondere an Optionen für kostengünstigere Alternativen geforscht wird, sodass idealerweise kein Edelmetallgehalt bzw. dieser in einer geringeren Menge vorhanden ist. Die Investitionskosten betragen heute > 2000 € pro kW installierte Leistung, indessen das Ziel eine Reduktion bis auf > 600 € pro kW installierte Leistung bis 2050 beträgt. Bis dahin soll die nachgewiesene Lebenszeitstabilität (50.000 h) auf das Niveau der alkalischen Elektrolyse angehoben werden, sodass die Effizienz optimiert werden kann. [19, S.4-5]

Da die Zellspannung bei Wasserdampf geringer ist als bei flüssigem Wasser, benötigt die **HTES-Elektrolyse** (High Temperature Electrolysis of Steam) Technologie geringere elektrische Energie zum Aufrechterhalten der Reaktion. Ein weiterer Vorteil bietet die hohe Betriebstemperatur, da Wärme als Energieertrag zugeführt werden kann. Der Entwicklungsstand ist bei Hochtemperatur-Dampf-Elektrolyse noch

gering und vorwiegend die Separation von Wasserstoff und Wasserdampf bei hohen Temperaturen ist ein mögliches beachtenswertes Problem. Das regelmäßige Lastwechsel und komplettes Herunterfahren, die durch schwankender Solarenergie als Stromquelle für eine dezentrale Power-to-Gas-Anlage verursacht wird, belasten die Peripheriekomponenten einer Elektrolyse-Anlage und reduzieren dementsprechend die Lebensdauer des Systems. Eine technische Herausforderung und der Optimierungsbedarf besteht bei der Anlagendynamik, die Stabilisierung des spezifischen Energieverbrauchs und bei konsequenter Verlängerung von Wartungsintervallen. <sup>[13]</sup>

Bis 2022 sollen die Investitionskosten der Elektrolyse auf 500 €/kW, durch Steigerung der jährlichen Produktionsstückzahlen und den Übergang zu einer Serienanfertigung, reduziert werden, sodass das Konzept auch wirtschaftlich konventionelle Anlagen überholen kann. <sup>[20]</sup>

Bei der HTES-Elektrolyse wird ein Teil der Spaltungsenergie, die zur Trennung von Sauerstoff nötig ist, durch Hochtemperaturwärme bei etwa 850-1000°C bereitgestellt. So kann die Zellspannung im Vergleich zur PEM- und alkalischen Elektrolyse um mehr als 0.5V auf unter 1V gesenkt und hohe strombezogene Wirkungsgrade erreicht werden. <sup>[15]</sup> Die Umkehrreaktion der Festoxidbrennstoffzelle bietet die Grundlage des Hochtemperatur-Elektrolyse-verfahrens. Ein O<sub>2</sub> Ion leitenden Festelektrolyt, an dem doppelseitig die Elektroden aufgebracht sind, separiert beide Halbzellen. Überhitzter Wasserdampf wird kathodenseitig zugeführt und reagiert mit zwei Elektronen zu Wasserstoff und O<sub>2</sub> Ionen. Der Wasserstoff kann weiterverwendet werden. Die O<sub>2</sub> Ionen diffundieren durch den Elektrolyten zur Anode und reagieren in der Anodenreaktion unter Elektronenabgabe, zu Sauerstoff. <sup>[19, S.6-7]</sup>

### 3.1.1.2. PEM-Elektrolyseur System

In Tabelle 2 sind verschiedene kommerziell verfügbare Hersteller für PEM-Elektrolyseur Systeme aufgeführt. Die Wasserstoffproduktionsrate liegt zwischen 200 cm<sup>3</sup>/h bis zu 30m<sup>3</sup>/h, wobei die optimale Betriebstemperatur bei 40°C liegt und das optimale Druckniveau etwa 55 bar beträgt. Die spezifische Systemarbeit, die zur energetischen Bewertung verwendet wird, ist zwischen 168 bis 224 MJ/kg. <sup>[21]</sup>

Tabelle 2: Unterschiedliche PEM-Elektrolyseur Systeme [19, S.89]

Hersteller	Modul	Leistung [kW]	Spez. Systemarbeit [MJ/kg]	Betriebsdruck [bar]
Siemens	Silyzer 200	1250	222,5	35
Proton Onsite	M200	1000	200,2	30
ITM Power	HGas 1000	1030	192,7	80
H-Tec	EL30	18	200,2	30
Hydrogenics	Hylyzer	13,4	268,3	8

H-Tec Wasserstoff-Energie-Systeme GmbH produziert PEM-Elektrolyseur Komplettsysteme wie EL30 mit unterschiedlichen Stack Varianten und Nennleistungen bis zu 18kW für eine dezentrale Wasserstoffproduktion. Je nach Anforderung beträgt die Größe des Systems bis zu H 1200 X B 560 X T 800 mm und hat eine maximale Wasserstoffproduktion von bis zu 3.6 m³/h. Tabelle 3 gibt eine Auskunft über die technischen Daten des Elektrolyseurs. Das System beinhaltet eine Elektrolyseeinheit (30 bar Elektrolyse-Stack, Kühlsystem, Wasserrückführung, Trocknung, Systemmanagement mit intelligenter Steuerung), einer Wasseraufbereitung und einem Spannungswandler als Netzanschluss. [22]

Tabelle 3: Technische Daten der EL30 PEM-Elektrolyseur [22]

EL30 Spezifikationen		EL30/13	EL30/23	EL30/46	EL30/72	EL30/108	EL30/144	
PEM-Elektrolyse-Stack	Anzahl Zellen	13	23	46	72	108	144	
H <sub>2</sub> Produktion, max. (feucht, Taupunkt < +4°C)	Nm³/h (kg/d)	0,33 (0,7)	0,58 (1,25)	1,2 (2,5)	1,8 (3,9)	2,7 (5,8)	3,6 (7,8)	
H <sub>2</sub> Druck	MPa (bar)	3,0 (30)	3,0 (30)	3,0 (30)	3,0 (30)	3,0 (30)	3,0 (30)	
Nennleistung begin of life bei 25°C Umgebungstemperatur (end of life)	kW	1,8 (2,0)	3,0 (3,3)	5,9 (6,4)	9,1 (10)	14 (15)	18 (20)	
Netzanschluß	VAC	230	230	400	400	400	400	
Umgebungstemperatur	°C	4 bis 50						
Wasseraufbereitung (Trinkwasseranschluß)		inkl.						
Abmessungen	mm (HxBxT)	1200 x 560 x 600			1200 x 560 x 800			
Gewicht	kg	120	125	130	160	170	180	
Kommunikation		2x USB, 2x CAN, 2x RS232, 1x Ethernet						
Wasseranschluß		G3/4" Außengewinde						
Gasanschlüsse		G1/4" Innengewinde						
Optionen:								
H <sub>2</sub> Trocknung: H <sub>2</sub> Produktion, max. (trocken, Taupunkt < -60°C)	Nm³/h (kg/d)	0,29 (0,63)	0,52 (1,10)	1,0 (2,3)	1,6 (3,5)	2,4 (5,3)	3,3 (7,0)	

### 3.1.2. *Methanisierung*

Die Methanisierung ist innerhalb des Power-to-Gas Konzeptes der zweite gravierende -allerdings optionale- Verfahrensschritt, neben der Elektrolyse. Hierfür stehen chemische und biologische Verfahren zur Verfügung. Es wird dem regenerativ erzeugten Wasserstoff wird Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) bzw. Kohlenstoffmonoxid zuge-mischt, sodass dieser in Methan (CH<sub>4</sub>) umgewandelt werden kann. Dabei entsteht Wasser (H<sub>2</sub>O) als Abfallprodukt (siehe Abb.4). Durch die freiwerdende Wärme in exothermen Prozessen kommt es zu einem Energieverlust, falls diese Wärme un-genutzt bleibt. Für die Methanisierung sind aus der Literatur Konversionsverluste von 20 % bekannt. Ein Vorteil der Methanisierung gegenüber der Nutzung von Wasserstoff ist die ca. 3-fach höhere volumetrische Speicherdichte und die Einspei-sung als Austauschgas in das öffentliche Erdgasnetz. [15, S.179]

*Bild aus urheberrechtlichen Gründen unkenntlich*

Abb.4: *Methanisierungsprozess*

Die brenntechnischen Eigenschaften sind dabei mit einem Methangehalt von 96-99% nahezu identisch mit denen des fossilen Erdgases, sodass das erzeugte Me-than zu hundert Volumenprozent ohne Beimischungsgrenze und ohne die Gasqua-lität zu beeinflussen in das Erdgasnetz eingespeist und sowohl in Kavernen- als auch in Porenspeichern eingelagert werden kann. Aus erneuerbaren Quellen wie Biogas- oder Kläranlagen kann das dafür erforderliche Kohlenstoffdioxid gewonnen

werden. Je nach angewandten Verfahren, wird das erzeugte synthetische Erdgas vor der Einspeisung gereinigt. [4, S.10] Der Wirkungsgrad des Methanisierungsprozesses liegt auch bei 80 %, wenn man von einer Mitverwendung der Abwärme ausgeht. Ist die Rückverstromung jedoch ausgeschlossen erhält man für den Prozess einen Gesamtwirkungsgrad von etwa 40 %. Das entspricht in etwa dem Wirkungsgrad konventioneller Kraftwerke. Die isolierte Betrachtung der Wirkungsgrade ist für die Bewertung allerdings unzulänglich und nicht aussagekräftig, wenn man die Power-to-Gas Anlage mit einem konventionellen Kraftwerk vergleicht. In dem kompletten Elektrolyse- und Methanisierungsprozess werden z.B. uneingeschränkt unbedenkliche Nebenprodukte wie Sauerstoff, Wasser und Wärme produziert, im Gegensatz zu den Kraftwerken, die hohe Mengen an schädlichen Emissionen produzieren und in Hinblick auf die Umweltfreundlichkeit nicht Konkurrenzfähig sind. [13, S.370]

### 3.1.2.1. Methanisierung-Technologien

Bei der **chemischen Methanisierung** läuft die Sabatier-Reaktion ab. Dabei reagieren Kohlenstoffdioxid bzw. Kohlenstoffmonoxid mit Wasserstoff zu erneuerbarem Methan und Wasserdampf. Die Reaktion ist in umgekehrter Richtung als Dampfreformierung von Erdgas bekannt, welches das am häufigsten genutzte Verfahren zur Gewinnung von Wasserstoff ist. In der chemischen Methanisierung laufen zwei reversible Gleichgewichtsreaktionen ab: Die Wassergas-Shift-Reaktion und CO-Methanisierung. Die erste chemische Reaktion, Wassergas-Shift-Reaktion ist zum Auftrennen des sehr schwach reaktiven CO<sub>2</sub> zuständig und läuft vor der Methanisierungsreaktion selbst ab. CO wird in der zweiten chemischen Reaktion, CO-Methanisierung, hydriert. [15, S. 181]

Die **biologische Methanisierung**, auch als mikrobielle Methanisierung bezeichnet, beruht auf der hydrogenen Methanogenese, entsprechend dem Ausgangsstoff Wasserstoff aus dem vorgelagerten Elektrolyseprozess, mit Archaeen als Biokatalysator. Die hierfür anwendbare chemische Reaktionsgleichung lässt sich, analog wie bei der chemischen Methanisierung, durch die Sabatier-Reaktion beschreiben. [15, S.187-188]



Grundsätzlich sind die technische Ausführung und letztendlich auch die Wirtschaftlichkeit einer Methanisierungsanlage als Teil einer Power to Gas-Prozesskette immer von den spezifischen, an einem Anlagenstandort vorliegenden Randbedingungen abhängig. Für die Methanisierungsstufe spielen insbesondere folgende Faktoren eine entscheidende Rolle: Menge, Lastprofil und Zusammensetzung der Eduktgase Wasserstoff und Kohlendioxid, Volumenverhältnis von  $H_2/CO_2$ , umliegende Infrastruktur für Auskoppelung und Nutzung der Prozesswärme, für den notwendigen Schichtbetrieb und die Wartung der Anlage als auch zur Entsorgung von Nebenströmen, z.B. dem Wasser aus der katalytischen Reaktion, sowie die Anforderungen an das produzierte SNG (Reinheit, Druckniveau). Ein optimales Design einer Methanisierungsanlage kann auch nach Lösung der Entwicklungsschritte hin zu einem idealen Verfahren immer nur unter den spezifischen Randbedingungen der konkreten Anwendung gefunden werden, was jedoch für eine dezentrale Power-to-Gas Kleinanlage nicht realisierbar ist. [20, S.179]

### 3.2. Speichermedien und Lagerung

Ein entscheidendes Merkmal stofflicher Energiespeicherung ist die Trennung zwischen Energiewandler und Energiespeicher, sodass eine unabhängige Skalierung zwischen Leistung und Energiespeichervolumen des Speichersystems gegeben ist. Chemische Energieträger können ihrem jeweiligen Aggregatzustand entsprechend in gasförmiger, flüssiger und fester Form gespeichert werden. <sup>[16]</sup> Bei der Realisierung eines „idealen“ Wasserstoffspeichers sind relevante Kriterien entscheidend. Es sollte kein zusätzlicher Energieaufwand für die Speicherung des Wasserstoffes und seine Abgabe aus dem Speicher erfolgen, außerdem sollte der Speicher eine möglichst hohe Volumen-bezogene Energiedichte aufweisen, sodass das Bauvolumen niedrig gehalten werden kann. Betrachtet man stationäre Wasserstoffspeicher, sollte der Speicher aus Kostengründen mit verunreinigtem Wasserstoff bzw. wasserstoffhaltigem Gasgemischen beladbar sein, zumal die Nachreinigung des Wasserstoffes, wie dies z.B. bei Verflüssigung notwendig ist, sehr Energieintensiv ist. Zusätzlich sollte die Be- und Entladung des Speichers reversibel beim Verbraucher erfolgen und die erforderlichen Be- und Entladungsdrücke und -temperaturen möglichst klein sein. Der Speicher sollte beliebig oft be- und entladbar sein und keine Leckrate (Energieverlust) aufweisen. Die Wartung des Speichers und die Herstellungskosten sind besonders im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit von Bedeutung. Für mobile und stationäre Anwendungen müssen nur relativ kleine Energiebeträge und damit Wasserstoffmengen, die einen Bereich von 10-100 l Benzin oder Heizöl abdecken ( $4 \cdot 10^2$  MJ bis  $4 \cdot 10^3$  MJ), berücksichtigt werden. <sup>[23]</sup>

Bei dezentralen Anlagen ist die Größe des Speicherreservoirs von finanzieller Relevanz. Allgemein müssen die kapazitätsbezogenen Kosten berücksichtigt werden. Mit abnehmender Größe wirkt sich die Progression der Kostenverteilung insbesondere bei den kryogenen Speichern negativ aus, dementsprechend ist die Anwendung von stationären Flüssigwasserstoff-Kleinspeichern nur speziellen Anwendungsbereichen vorbehalten, vor allem weil die leistungsbezogenen Kosten und der Energieaufwand der Druckspeicher durchaus erheblich niedriger sind. <sup>[14]</sup> Druckgastanks sind bei dezentralen Anlagen als typischer Wasserstoffkleinspeicher Stand der Technik, gleichwohl Metallhydridspeicher, wenn zusätzlich die Dehydrierungswärme als kostenlose Abwärme zur Verfügung gestellt werden kann wesentliche Vorteile bietet. Metallhydridspeicher bleiben dennoch auch in diesem Bereich gegenüber den konventionellen Druckspeichern kostengünstiger. <sup>[24]</sup>

### 3.2.1. Speicherung in Druckbehälter

Druckgastanks haben eine geringere Speicherdichte als Flüssig-H<sub>2</sub> und müssen strengen Sicherheitsstandards entsprechen. Bei 700 bar Druck nähert sich die Speicherdichte der von Flüssigwasserstoff. Oberhalb des kritischen Punktes (–240 °C, 1,3 MPa) kann Wasserstoff nicht mehr verflüssigt werden und wird in Druckgasflaschen gespeichert. Nach den thermodynamischen Regeln lässt sich das Volumen von Gasen verringern, wenn der Druck erhöht wird, dementsprechend steigt jedoch die Beanspruchung des Gasbehälters und das Gewicht der Gasflaschen nimmt deutlich zu. Bei den Drucktanks handelt es sich meist um zylindrische Behälter, in denen ein Betriebsdruck von 200 – 350 bar herrscht, die gleich über mehrere Sicherheitsvorkehrungen verfügen. So müssen sie mit einer Füllbegrenzungseinrichtung versehen sein, damit sie maximal bis 85 Prozent des Volumens befüllt werden können. 15 Prozent des Volumens bleiben unbenutzt, um dem gespeicherten Medium bei Erwärmung genug Platz zum Ausdehnen zu geben. Zudem besitzen die Behälter ein Absperrventil, das bei Bedarf geschlossen werden kann. Eine Schmelzlotsicherung stellt außerdem eine Druckentlastung bei hohem Wärmeeintrag sicher, in dem das Lot bei zu hohen Temperaturen zu schmelzen beginnt, so dass das Ventil nach einem gegebenen Zeitraum öffnet und eine Druckentlastung eintritt. Zudem verfügen Druckbehälter über Sicherheitsventile, die für einen Druckausgleich sorgen, falls der Behälterdruck zu sehr ansteigt. <sup>[16]</sup>

Air Liquide S.A. ist eines der führenden Unternehmen bei Gasen für Industrie, Medizin und Umweltschutz. Für Wasserstoff bietet das Unternehmen 10, 20 und 50 l Stahlflaschen mit einem Druck von 200 – 300 bar an, die sich für die stationäre Anwendung eignen. Die meist aus Chrom-Molybdän-Stahl Drucktanks bringen ein Leergewicht von bis zu 66 kg auf die Waage, was für dezentrale Anwendungsbereiche eher eine untergeordnete Rolle spielt. <sup>[25]</sup>

Tabelle 4: Wasserstoffhochdruckflaschen von Linde <sup>[26]</sup>

Bezeichnung	Werkstoff	Rauminhalt Liter	Füll-/Prüfdruck bar	Leergewicht ca. kg	Außendurch- messer ca. mm	Länge inkl. Kappe ca. mm
B 10	Stahl	10	200 / 300	18	140	985
B 20	Stahl	20	200 / 300	36	204	1165
B 50	Stahl	50	200 / 300	66	229	1685

### 3.2.2. Speicherung in Kryogenbehälter

Wasserstoff kondensiert bei  $20\text{ K} = -253\text{ °C}$ . Flüssigwasserstoff wird in vakuumisolierten Tanks bei Normaldruck gespeichert, wobei das langsame Ausdampfen technisch weitgehend gelöst ist. Kryogentanks bestehen aus einem Innen- und Außenbehälter. Um den Wärmestrom zu reduzieren, ist der Raum zwischen den Behältern evakuiert. Zudem befindet sich hier eine Isolationsschicht, die aus bis zu 70 Lagen abwechselnd Aluminiumfolie und Glasfibernatten besteht und dem Isolationsgrad eines neun Meter dicken Styropormantels entspricht. Die Tanks bestehen meist aus Edelstahl, der auch bei sehr niedrigen Temperaturen sein gutes Verformungsvermögen beibehält. <sup>[16]</sup>

*Bild aus urheberrechtlichen Gründen unkenntlich*

Abb. 5: Flüssigwasserstofftank nach: International Cryogenics Inc., USA

Verdampfungsverluste treten trotz dessen auf und im Inneren verdampft ein gewisser Prozentsatz des flüssigen Kraftstoffes wegen dem stets vorhandenen Wärmeeintrags. Der Druck innerhalb des Behälters nimmt teilweise weiter zu, da Gase mehr Volumen einnehmen als Flüssigkeiten. Wenn der maximale Betriebsdruck erreicht ist, wird durch ein Sicherheitsventil Gas, welches als Abdampfverlust bezeichnet wird, abgelassen. Bei guter Isolierung setzt das Sicherheitsventil später

ein. Der Druck sinkt bei Kraftstoffentnahme, so kann man bei Stillstand diese Abdampfverluste in eine Brennstoffzelle zuführen, um so Strom zu erzeugen. Vakuumisolierte Tanks haben einen Betriebsdruck zwischen 1,2 – 3,5 bar bei einer Betriebstemperatur zwischen 21 – 25 Kelvin. Der absolute Druck variiert zwischen 0,5 – 5 bar. <sup>[16]</sup>

Die Isoliergefäße des stationär gespeicherten verflüssigten Wasserstoffes haben am höchstgelegenen Punkt eine Öffnung, durch die der wegen dem Wärmeeintrag ständig verdampfende Wasserstoff entweichen kann, um unkontrollierten Druckaufbau zu vermeiden, täglich liegt der Abdampfverlust im einstelligen Prozentbereich. <sup>[27]</sup> Flüssigwasserstoff LH<sub>2</sub> findet heutzutage ausschließlich in der Automobilindustrie Verwendung. Batteriesysteme sind zu Kostspielig, haben eine begrenzte Kapazität und lange Ladedauer. Biotreibstoffe können derzeit nur limitiert bereitgestellt werden, wodurch die Wasserstofftechnologie eine echte Alternative des zukünftigen Transportwesens darstellt. Bei der Herstellung von LH<sub>2</sub> spielt die Verflüssigungstechnologie eine entscheidende Rolle, er kann in Großverflüssigern nach dem Claude-Verfahren mit Kältemittel-Vorkühlung und anschließender Entspannung erzeugt werden. <sup>[19]</sup> Da dies für eine dezentrale Power-to-Gas-Kleinanlage eine zu hohe technologische Herausforderung darstellt und mit Kostenproblemen verbunden ist, kann der kryogene Speicherpfad vernachlässigt werden.

Bei der Erzeugung von LH<sub>2</sub> ist die Wahl der Verflüssigungstechnologie entscheidend. LH<sub>2</sub> lässt sich in Großverflüssigern nach dem Claude-Verfahren mit ein- oder zweistufiger Kältemittel-Vorkühlung (LN<sub>2</sub>) und anschließender Entspannung und LH<sub>2</sub>-Bad herstellen, da dies für eine dezentrale Power-to-Gas-Anlage eine zu hohe technologische Herausforderung darstellt und mit Kostenproblemen verbunden ist, kann der kryogene Speicherpfad für eine kleine PtG-Anlage vernachlässigt werden.

<sup>[47]</sup>

### 3.2.3. Einlagerung in Metallhydriden

Bei Speicherung, Reinigung und Kompression von höchstem Wasserstoff hat sich die Metallhydridspeicher-Technologie als prädestiniert erwiesen. Sie kommt zum Einsatz, wenn nicht nur die H<sub>2</sub>-Speicherung, sondern zusätzliche Funktionen, wie Wasserstoffreinigung, Wasserstoffkompression, Nutzung des Wärmeumwandlungsprozesses oder Metallhydride als Katalysatoren, sowie Wasserstofflieferanten- bzw. Akzeptoren für chemische Prozesse, erfüllt werden sollen. Ferner ist die Technologie dann technisch und wirtschaftlich qualifiziert, wenn die Einsatzmenge an aktivem Material geringgehalten wird und Sicherheit und Gasreinheit für das Gesamtsystem von wesentlicher Bedeutung ist. Bei Temperaturbereichen von bis zu 200 °C werden Hydride mit Lavesphasenstruktur auf Basis von Titan, Ferrovandium oder Mangan verwendet. Magnesiumhydride haben sich bei Temperaturbereichen über 200 °C bewährt. Hierbei handelt es sich um eine Absorption. Typischerweise werden in den Gitterzellen einer metallischen Legierung an energetisch geeigneten Zwischengitterplätzen einzelne Wasserstoffatome eingebunden. Die Atome bilden sich aus den normalerweise vorhandenen Molekülen an der sehr sauberen und deshalb katalytisch wirkenden Oberfläche der Legierungspartikel und können in das Material diffundieren. Die Atome gelangen in eine schwache chemische Bindung. Das bedeutet, sie befinden sich in einem energieärmeren Zustand als nicht gebundene. <sup>[23]</sup>

Die chemische Reaktionsgleichung für die exotherme Hydridbildung aus Wasserstoff und Metall lautet:

*laden*



*entladen*

Beim Beladen der Legierung mit Wasserstoff fällt immer gleichzeitig Wärme an, während zur Entnahme des Wasserstoffs stets Wärme zugeführt werden muss. Metallhydridspeicher sind nicht nur Wasserstoff, sondern auch Wärmespeicher. Diese Wärme-Wasserstoff-Kopplungs-Mechanismus bietet große technische Einsatzoptionen, da jeder Verbrennungsprozess z.B. im Haushalt, der Wasserstoff aus einem Hydridspeicher verbraucht, tendenziell mit kompletter Speicherung der Abwärme des jeweiligen Wasserstoffes-Verbrennungsprozesses verbunden ist und in Verbindung mit Brennstoffzellen stationär zu besonders günstiger Energienutzung führt. Die gespeicherte Wärme wird nur während der Reaktion des Metalls mit Wasserstoff abgegeben und kann somit auf den hohen Aufwand der Isolationsmaßnahmen

verzichten. Der Behälter darf in konstruktiver und auch in werkstofftechnischer Hinsicht nicht die Sicherheit des Systems beeinflussen, dementsprechend muss der Speicher mind. über die Betriebszeit der Anlage die anfallenden Be- und Entladungen ohne Beeinträchtigung überstehen. Das Hydridmaterial zerfällt bei Be- und Entladung des Wasserstoffes bis auf unter  $1 \cdot 10^{-6} \text{m}$ . Diese Ausweitung kann bei der eingesetzten Legierung, bezogen auf die Anfangsdichte, bis zu 22 % betragen. Aufgrund der kleinen Gasströmungen inmitten des Speichers, die heterogene Schüttungen hervorrufen, verursacht die Feinheit des hydrierten und dehydrierten Pulvers ein Problem für den technischen Aufbau des Speichers. <sup>[23]</sup>

Die technischen Anforderungen an der Speicher, die stattgegeben werden müssen, um die Anlage zu realisieren sind demnach, dass die Volumenänderung der Hydridmasse mit der Be- und Entladung auf die Hülle des Behälters nicht durchschlagen, die Be- und Entladung des Speichers nicht zu einer Pulverlagerung im Speicher führen und der eingesetzte Hüllwerkstoff keine Veränderungen seiner werkstofftechnischen Daten bei der Zyklisierung erfahren darf.

Wasserstoffspeicherung in Form von Metallhydriden ist angesichts der chemischen Bindung des Wasserstoffes ein äußerst sicheres System der Kraftstoffspeicherung. Auch im Vergleich zu Druckgasbehältern oder flüssig-Wasserstofftanks und konventionelle Kraftstofftanks sind Metallhydride um Größenordnungen sicherer. Die Hochtemperaturhydride weisen aufgrund der stabilen chemischen Wasserstoffbindung ein noch stabileres Verhalten als Tieftemperaturhydride auf, jedoch muss bei Luftkontakt bzw. einem Behälterbruch, wegen der hohen Betriebstemperatur bei  $300^\circ\text{C}$  (Tieftemperaturhydride:  $20\text{-}30^\circ\text{C}$ ) mit heftigeren Reaktionen gerechnet werden. Gegensätzlich zu Druckgasbehältern und Flüssig-Wasserstofftanks findet keine Freisetzung großer Wasserstoffmengen statt. Geht man beispielsweise von einem 100 l Tieftemperaturhydrid aus, sind bei einem Beladungsdruck von 50 bar, etwa  $100 \text{ m}^3$  Wasserstoff bzw. 1000 l Wasserstoff in gasförmigem Zustand enthalten. Bei einem Tankbruch kann maximal  $1 \text{ m}^3$  Wasserstoff entzündet werden, was dem Heizwert von  $1/4$  l Benzin entspricht und demnach durchaus gering ist. Da die vorgesehene Wärmezufuhr über Heißwasser oder Heißgase zur geregelten Wasserstoffabgabe im Falle eines Behälterbruchs sicherlich auch ausfällt, können die verbleibenden  $99 \text{ m}^3$  Wasserstoff im Hydrid nur durch Wärmeentzug aus der Umgebung (Luft) angegeben werden. Beschussversuche an Hydridtanks von Daimler-Benz zeigten, dass am Hydridtank an der Ein- und Ausschussstelle sich Flammen bilden, die nach Minuten kleiner und schließlich mit der flachen Hand ausgeschlagen werden kann. Aufgrund der Wasserstoffabgabe an die Flamme und des Ent-

zugs der Wärme aus dem Behälter und der Umgebung vereist die Behälteroberfläche mit Ausnahme einer kleinen Fläche rund um die Flammen. Der brennende Behälter kann somit an seinen kalten Stellen angefasst und gefahrlos abtransportiert werden. [23]

Die Speicherdichte für Wasserstoff nimmt in der Reihe Metallhydride ( $150 \text{ kg/m}^3$ ), flüssiger Wasserstoff und Druckgasflaschen ab. Die spezifische Energie von Wasserstoff ( $120 \text{ MJ/kg}$ ) übertrifft alle fossilen Brennstoffe, im Gegensatz zur kleinen volumenbezogenen Energie. [28, S.230]

„Im stationären Einsatz, in dem praktisch nur die Energiedichte des Speichermaterials zählt und nicht notwendigerweise z.B. Behälter und Fundamentgewichte mitgerechnet werden, ist der Gewichtungsfaktor um ca. 5 schwerer als Benzintanks. Im Vergleich zur Energiespeicherung in elektrischen Akkumulatoren ist die Energiespeicherung in Metallhydriden jedoch deutlich günstiger. Blei-, Eisen/Nickel-, Cadmium/Nickel-, Zink/Nickel-, u.a. Batteriesysteme weisen elektrische Energiedichten zwischen  $75$  und  $200 \text{ kJ/kg}$  auf. Ihre Energiedichten sind daher um den Faktor  $200$  bis  $500$  geringer als die von Heizöl oder Benzin und um den Faktor  $10$  bis  $25$  geringer als jene von Hydridspeichern. In der stationären Anwendung kommt dieser Faktor praktisch voll zum Tragen, da die Erzeugung von z.B. Wärme mittels elektrischer Energie aus einer Batterie bzw. mittels Wasserstoff aus einem Hydridspeicher mit vergleichbar hohem Wirkungsgrad durchgeführt werden kann.“ [23]

Die reversible chemische Wasserstoffspeicherung in Metallen befindet sich in Bezug auf Gewicht, Volumen, Druck, Sicherheit und Energieaufwand in technisch interessanten Größenordnungen, da sie zwischen idealen Energieträgern Benzin und Heizöl und den elektrochemischen reversiblen Akkumulatoren angesiedelt ist. [23]

Die hohen Kosten eines Metallhydridspeichersystems sind anlässlich der noch notwendigen Erforschungsentwicklung nur schwer abzuschätzen. Für einen kleinen  $5 \text{ kg}$  Tank im Autosektor wird von Kosten in der Größenordnung von  $1000 \text{ €}$  ausgegangen. Dies entspricht Investitionskosten von etwa  $6 \text{ €/kWh}$  gespeicherte Energie. Nimmt man eine Nutzungsdauer von  $500$  vollen Lade/Entladezyklen an, käme man damit auf Speicherkosten von  $0.012 \text{ €/kWh}$ . [29]



### 3.3. Ausspeicher-Technologien

Es stehen verschiedene Ausspeicher-Technologien für Wasserstoff zur Verfügung. Die Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden im Rahmen von Gasheizungen, Gaswärmepumpen und Sorptionskältemaschinen haben bei Power-to-Gas auf Haushaltsebene eine wesentliche Bedeutung. Realisiert man einen Wasserstoffbetriebenen Haushalt, verzichtet man auf die Rückverstromung und gewinnt eine bessere Gesamtenergieeffizienz des Konzepts. Die Stromerzeugung durch Kälte-Wärme-Kopplung mittels Brennstoffzelle ist dennoch eine der Hauptkomponenten von Power-to-Gas und wird im Abschnitt 3.3.2 näher beschrieben.

#### 3.3.1. Wasserstoff als Kraftstoff

Erdgas und Stadtgas sind Wasserstoffreiche Gase, sodass der Stand der entwickelten Sicherheitstechniken mit dem Betrieb mit reinem Wasserstoff kompatibel ist. Folglich bieten vorhandene Stadtgas- und Erdgasnetze bzw. Fortleitungs- und Verteilungsnetze ein Fundament für zukünftige Gasversorgung auf Wasserstoffbasis. Es müssen lediglich triviale Umrüstungen der derzeit genutzten Anlagen und Gasgeräten stattfinden. Bei Substitution von Stadt- und Erdgas treten infolgedessen prinzipiell keine Probleme auf. Generell sind sichere Brennertypen und Brennerkonzepte Stand der Technik und für einen reinen Wasserstoffbetrieb erfolgreich einsetzbar.

Der Einsatz von modernen Diffusionsbrennern eignet sich auch für das Zumischen von Wasserstoff mit einem Anteil von bis zu 50 Vol.-%. Für rein Wasserstoffbetriebene Anwendungen müssen aus diesem Grund die aktuellen Brenner durch Diffusionsbrenner ausgetauscht werden oder eine Druckerhöhung auf 2MPa in den Versorgungsleitungen stattfinden, um eine bessere Vermischung des Wasserstoffs mit der Verbrennungsluft zu erreichen. Gasgeräte mit einem reinen Wasserstoffbetrieb sollten mit katalytischen Brennern versehen werden, sodass die vorhin beschriebenen Vorkehrungen nicht notwendig sind. Auf diese Weise kann man alle Haushaltsgeräte, die mit Erdgas betrieben werden zur Wärmebereitstellung, wie zum Beispiel für Kochanwendungen, auf Wasserstoff modifizieren. Die Modifizierung eines Erdgas-Gebläsebrenners für Heizungsanlagen für eine Anordnung für Wasserstoff erfolgt exemplarisch durch die Entfernung von Stau- und Parallelscheibe sowie die Verkürzung der Zündelektroden <sup>[30]</sup>

Zu dem wesentlichen Parameter, die bei der Umstellung auf Wasserstoffbetrieb beachtet werden müssen zählt zunächst, dass die Gefahr des Rückschlagens deutlich

höher als bei Erdgas ist. Aufgrund der geringen Dichte bedarf es für dieselbe Wärmeerzeugung wie bei Erdgas 3,3-Fachen Volumenstromes an Wasserstoff, sodass in der Flamme freigesetzter Wärmestrom im Falle von H<sub>2</sub> nur ca. 10% niedriger ist als bei Erdgas. [24]

Wenngleich die elektrochemische Verstromung höhere Wirkungsgrade beschert, kann Wasserstoff konventionell verbrannt werden. DAIMLER CHRYSLER rüstete schon 1978 einen City Bus mit Metallhydridspeicher und Erdgasmotor aus, in dem über ein Saugrohr ein homogenes Luft-Wasserstoff-Gemisch eingeblasen wird. Modifizierte Erdgasverbrennungsmotoren, die LH<sub>2</sub> durch Ventile einblasen werden bereits bei MAN-Omnibussen seit 1996 untersucht. Die Wirkungsgrade sind dem eines Dieselmotors sehr nahe. Die Wasserstoffdrucktanks befinden sich auf dem Dach. [28]

Die gesamte Energieversorgung einer autarken Hausenergieversorgung kann auf Wasserstoff aufgebaut sein. So kann der mittels überschüssiger Solar bzw. erneuerbarer Energie produzierter Wasserstoff, der in einem Druckgasbehälter gespeichert ist, als Kraftstoff dienen, wenn die vorhandene PV-Anlage nicht den Verbrauch decken kann.

Das Wasserstoff-Demonstrationsprojekt WELGAS in Schweden, durchgeführt von Tegstroem verdeutlicht dies bereits 1985. Die Energieversorgung eines 62 m<sup>2</sup> Einfamilienhauses wurde durch einen Windgenerator, der einen Gleichstrom von 84 V/ 40 A liefert, realisiert. Durch eine Billings Research Elektrolyseur mit einem Wirkungsgrad von 80% wurde aus 4l Wasser 1Nm<sup>2</sup> Wasserstoffgas produziert. Das erzeugte Wasserstoff wird bei -42°C getrocknet, bevor es in einem Hydrid Speicher, mit einer Speicherkapazität von 40 Nm<sup>3</sup> und dem Legierungsmetall FeTi, gelagert wird. Es wurde Edelstahlrohren in dem für Stadtgas konzipierter Herd eingesetzt, die für eine katalytische Verbrennung des Wasserstoffgases sorgen und praktisch keine Stickoxide entstehen lassen. Der Wasserstoff gelangt als Gas ebenfalls zu den Heizkesseln, wobei die zur Verbrennung notwendige Flammenbrenner üblichen Gasbrennern mit nur geringfügigen Abänderungen entsprechen. Über einen Wasserstoff-Anschluss in der Garage kann nachts der Speicher des Autos, ebenfalls mit einem Hydrid Speicher, dessen Inhalt für eine Fahrstrecke von 200 km bei 90 Km/h ausreicht, aufgetankt werden. Auf diese Art und Weise ist es möglich, völlig autark zu leben und die weitere Komponente der Rückverstromung, die auch mit Wirkungsgradverlusten behaftet ist fällt aus. Die Gesamtanlage einschließlich der Modifizierung des Familienautos kostete ca. 127.822,5 €. Tegstroem ging von einer Vorzahlung der Energiekosten von den kommenden 20 Jahren aus. [31]

### 3.3.2. Rückverstromung durch Brennstoffzellen

#### 3.3.2.1. Funktionsprinzip der Brennstoffzellen

Die Umwandlung der im Brennstoff gespeicherten chemischen Energie in elektrische Energie, im Grunde genommen die Umkehrung der Elektrolyse ohne Umweg über die Wärmeenergie, ist das Funktionsprinzip einer Brennstoffzelle.

An der Anode wird der je nach Brennstoffzelltypen reiner Wasserstoff oder ein wasserstoffhaltiges Brenngas und an der Kathode reiner Sauerstoff oder Luft als Oxidans zugeführt. Die räumliche Trennung der zwei Elektroden wird durch einen Elektrolyten (Ionenleiter) realisiert, sodass der Elektronenaustausch über einen äußeren Stromkreis abläuft und der Reaktionsablauf kontrolliert wird. Als Abfallprodukt entsteht stets reines Wasser. Es wird eine Vielzahl von Brennstoffzellen zu einem sogenannten Stack in Reihe geschaltet, da die elektrische Spannung einer Einzelzelle mit ca. 1 V recht niedrig ist.

Es existieren facettenreiche Anwendungsgebiete der Brennstoffzelltechnik. In stationäre Systeme werden sie zur Erdgasverstromung, in Blockheizkraftwerke (seit 1995, Typ PAFC) oder Kraft-Wärme-Kopplungssysteme im bis zu Megawatt-Bereich (seit 1983, Ichihara, bei Tokyo, Typ PAFC) genutzt. Brennstoffzellen in Elektrofahrzeuge als mobiles System sind von großer Bedeutung. Die Bussysteme von Daimler auf Basis der B-Klasse F-Cell Brennstoffzellen-Technologie werden seit 2011 im Ciatro FuelCellHybrid in Europa ausgeliefert. Bei der portablen Stromversorgung z.B. in Computer und Mobiltelefone ist die Technologie ebenso zu finden (seit 1998 ISE, Freiburg, Typ PEFC).

#### 3.3.2.2. Brennstoffzelltypen

Die Klassifizierung der vielfältigen Brennstoffzellentypen, wie in der Tabelle 5 dargestellt, erfolgt nach Art des verwendeten Elektrolyten, die zulässigen Brenngase und die Betriebstemperatur.

Tabelle 5: Technische Daten der Brennstoffzellentypen [28, S. 54-216]

Brennstoffzellen Typ	AFC Alkalische Brennstoffzelle	PEMFC Membran Brennstoffzelle	DMFC Direkt-Methanol Brennstoffzelle
Elektrolyt	30%ige Kalilauge 85% KOH	Protonleitende Polymere Membran	Protonleitende Membran
Betriebs- temperatur	20-90 °C	60-120 °C	80-130 °C
Zellspannung	<1 V	<1,23 V	Theoretisch: 1,186 V In der Praxis: 0,5 V
Elektrischer Wirkungsgrad	60-70 %	50-68% (Zelle) 43-50% (Erdgassystem)	20-30% (Zelle)
Brenngas Oxidans	reiner Wasserstoff, reiner Sauerstoff	Wasserstoff, Sauerstoff	1-2 molare Methanol-Wasser Mischung; Luftsauerstoff
Spezifische Vorteile	Kostengünstige Katalysatoren; Hoher Wirkungsgrad; niedrige Arbeitstemperatur	Dünnschichtzellen; hohe Leistungsdichte (ca. 1000 W/kg)	einfaches System ohne Brennstoffreformierung
Typische Nachteile	Korrosionsprobleme; begrenzte Lebensdauer; Niedertemperatur-Abwärme	CO-Empfindlichkeit; Austrocknung und Einfrieren der Membran	Wenig aktiver Anodenkatalysator; Inaktivierung der Kathode durch parasitäre Methanoloxidation;
Entwicklungsstand	Raumfahrt; U-Boote; Kleinanlagen (5-150kW)	Serienfahrzeuge; Kleinanlagen und BHKW; Batterieersatz; Raumfahrt;	Kleinanlagen (5kW); Portable Systeme
Brennstoffzellen Typ	PAFC Phosphorsäure Brennstoffzelle	MCFC Carbonatschmelzen Brennstoffzelle	SOFC Oxidkeramische Brennstoffzelle
Elektrolyt	Konzentrierte Phosphorsäure	Alkalicarbonat- schmelze	festes ZrO <sub>2</sub> +Y <sub>2</sub> O <sub>3</sub>
Betriebs- temperatur	180-220 °C	620-650 °C	800-1000 °C Ziel: <500 °C
Zellspannung	Theoretisch: 1,1 V in der Praxis: 0,64 V	Ruheklemmspannung: 1,04 V	Ruheklemmspannung: 0,93 V
Elektrischer Wirkungsgrad	55% (Zelle) 40% (mit Reformier) 80% (Erdgassystem)	55-65% (Zelle) 60-65% (Reformier) 55-60% (Erdgassystem)	60-65% (Zelle) 60-65% (Reformier) 52-60% (Erdgassystem)
Brenngas Oxidans	Wasserstoff, Sauerstoff	Wasserstoff, O <sub>2</sub> /CO <sub>2</sub> -Gemisch	Wasserstoff, Sauerstoff
Spezifische Vorteile	Abwärme für Dampferformierung/ Heißwasserbereitung; Einsatz CO <sub>2</sub> -haltiger Brenngase; Da hoher Betriebstemperatur, CO wird nicht so gut auf Platinkatalysator absorbiert wie bei PEM	Hochwertige Abwärme für KWK; Interne Reformierung; Keine Edelmetalle	Nutzung Abwärme für KWK; Interne Reformierung; Keine Edelmetalle
Typische Nachteile	Lebensdauer; mäßige Elektrolytleitfähigkeit	CO <sub>2</sub> -Rückführung notwendig; Kurzschlussgefahr; Schwefelempfindlich; Korrosionsprobleme	Temperaturbeständigkeit der Werkstoffe und Dichtungen; Thermische Spannungen; Startup-Zeit
Entwicklungsstand	Prototypanlagen im Megawattbereich; kommerziell; BHKW; KWK; dezentrale Stromversorgung	Prototypen im Megawattbereich; BHKW; KWK mit Dampfturbine	Experimentelle Prototypen (bis 250kW); BHKW; Kopplung mit Gasturbine

Bei **SOFCs** besteht bei der Anfahrprozedur, selbst bei Kleinanlagen, noch Optimierungsbedarf. Beispielsweise beträgt die Startup-Zeit bei der 1,5kW Brennstoffzelle „BlueGen“ von Ceramic Fuel Cells ca. 20 Stunden, um einer schnellen Degradation der Elektroden vorzubeugen. Für ein auf Dauerbetrieb ausgelegtes Blockheizkraftwerk stellt dies keine Probleme dar. Es besteht jedoch Optimierungsbedarf bezüglich der Anfahrprozedur und der Aufwärmphase aufgrund der zu hohen Betriebstemperatur, wenn man die Oxidkeramische Brennstoffzelle für Power-to-Gas Anlagen auf Haushaltsebene einsetzen möchte. [28, S. 175], [14]

Die Betriebstemperatur bei den **MCFCs** ist mit 620-650 °C für die Anwendung auf Haushaltsebene ebenfalls hoch. Die Vermeidung von unerwünschtem Elektrolytverlust und Materialforschung zur Reduzierung von Schäden durch den korrosiven Elektrolyten sind in der Schmelzcarbonat Brennstoffzellen-Technologie zu untersuchen und verbessern. [28, S. 159], [14]

Die **PAFCs** können von dem vergleichsweise hohen technischen Entwicklungsstand profitieren, demungeachtet bieten andere Brennstoffzellen auf Grund ihrer deutlich höheren bzw. niedrigeren Betriebstemperatur charakteristische effektive Vorteile. [28, S. 143], [14]

Bei **DMFCs** benötigt das Brennstoffzellensystem einen Methanol-Wasser Kreislauf mit unter anderem eingestellter Methanol Konzentration, Dosier- und Umwälzpumpe, Füllstandkontrolle, Methanol Sensor, Heizung für die Startphase und einen Verdichter für die Luftversorgung. Ungelöst ist auch die schleichende Vergiftung des Elektrokatalysators durch Carbonsäuren und andere Zwischenprodukte der Methanoxidation. [28, S. 125], [14]

Die **AFC** gehört zu den Niedertemperatur-Brennstoffzellen und genießt eine ausgereifte Technik und Entwicklungsstand. Da hier die elektrochemische Reaktion nicht von selbst läuft, wird ein Katalysator (Platin-, Nickel-, oder Silberkatalysator) eingesetzt. Aufgrund der hohen Empfindlichkeit gegenüber Kohlendioxid bestehen hohe Reinheitsanforderungen und es muss ein Konvertierungs- und Reinigungsprozess stattfinden. Bei der alkalischen Brennstoffzelle kommt zum Einsatz, wenn sehr hohe

Wirkungsgrade notwendig sind und reiner Wasser- und Sauerstoff zur Verfügung stehen. Die AFC erreicht mit reinem Sauerstoff die höchsten Spannungen unter den Brennstoffzelltypen. [28, S. 54], [14]

**PEMFC** ist aktuell, wegen dem eleganten Zelldesign und der hohen Leistungsdichte bis  $0,7 \text{ W / cm}^2$  (Ziel:  $>1 \text{ W / cm}^2$ ), die am meisten verwendete Brennstoffzelle. Einer der bedeutsamen Vorteile liegt darin, dass die Zelle für den Betrieb keinen reinen Sauerstoff benötigt, sondern auch mit normaler Luft arbeiten kann. Die Polymerelektrolyt-Brennstoffzell-Technologie verursacht keinen Lärm, keine Gewässererwärmung durch Kühlkreislauf, keine Abfälle und keine Windschneisen. Zusätzlich ist die synchrone Produktion von Elektrizität, Warmwasser und Niedertemperaturdampf möglich. Für die regenerative Nutzung von Solarwasserstoff eignet sich die PEMFC besonders gut, da sie Kurzschlussfest ist und schnell auf wechselnde Lasten reagiert. Gegenwärtig befasst sich die Forschung mit den Membran- und Elektrodenmaterialien, um die Lebensdauer der Membran-Brennstoffzelle zu optimieren. [28, S. 77] [14]

### 3.3.2.3. PEM-Brennstoffzellen für die stationäre Anwendung

Das Project Callux ist ein seit 2008 bundesweiter Feldversuch von Hexis, Vaillant und Baxi Innotech, die zusammen mit Unternehmen aus der Energiewirtschaft EnBW Energie Baden-Württemberg, E.ON, EWE, MVV Energie und VNG-Verbundnetz Gas zusammenarbeiten und Brennstoffzellen-Heizgeräte auf ihre Wirksamkeit prüfen.

Der Einsatz von Brennstoffzellen für Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen für die stationäre Haus-Energieversorgung bis 10 kWe erfolgt meist über die PEM- und SOFC Brennstoffzelle (z.B. die „EneFarm“ Programm in Japan).

Aufgrund der im Abschnitt 3.4.2.2 beschriebenen Nachteile der Oxidkeramische Brennstoffzelle, liegt der Fokus bei dieser Arbeit auf der PEM Brennstoffzelle und Funktionsweise.

*Bild aus urheberrechtlichen Gründen unkenntlich*

Abb. 6: *Aufbau der PEM Brennstoffzelle*

Für die chemische Reaktion braucht die PEMFC reinen Wasserstoff ( $H_2$ ) oder ein wasserstoffreiches Prozessgas. Die beiden mit Platin legierten Elektroden der Brennstoffzelle werden von einem Elektrolyten, bestehend aus einer Kunststoffolie bzw. einer protonleitenden Polymerelektrolytmembran (Nafion), der für bestimmte Ionen durchlässig ist, getrennt. Der stets zugeführte Wasserstoff wird durch den Katalysator (Platin, Ruthenium, Nickel oder Kobalt) an der Anode in Elektronen und Proto-

nen zerlegt. Die Protonen können die Elektrolytmembrane durchdringen und wandern weiter auf die Kathodenseite, jedoch nicht die Elektronen. Aufgrund des Elektronenüberschusses entsteht Spannung. Mithilfe einer elektrischen Leiter werden Anode und Kathode an einen elektrischen Verbraucher angeschlossen, Elektronen strömen zur Kathode und erzeugen Gleichstrom. Es wird Sauerstoff zugeführt und die an der Kathode vorhandenen Elektronen reagieren mit den Wasserstoff Ionen zu reinem Wasser. Bei der elektrochemischen Reaktion entsteht Wärme, typischerweise bei einer niedrigen Temperatur von 60 bis 80 °C, die ein gutes Kaltstartverhalten begünstigt. Die beim Prozess freiwerdende Wärme wird über den Wärmeüberträger ausgekoppelt und dem Heizkreis zugeführt. Zum Decken des Wasserbedarfes ist entsprechend ein zusätzliches Wassermanagement notwendig.

Die komplette Anlage impliziert der dazugehörigen Peripherie bilden zusammen das Gesamtsystem. Die existenziellen Komponenten eines stationären Brennstoffzellenheizgerätes sind Brennstoffzellstapel (die Spannung addiert sich) interner Steuereinheit, Gasaufbereitung, Wechselrichter (wandelt den erzeugten Gleichstrom in 230 V/50 Hz-Wechselstrom um) und Wärme Überträger. <sup>[61], [62], [63]</sup>

#### 3.3.2.4. Stationäre NT-BZ-Technologien auf dem deutschen Markt

##### **Dachs InnoGen von SenerTec**

Der Dachs InnoGen hat 2017 den Plus X Innovationspreis erhalten. Durch die geringen Emissionswerte erzielt SenerTec mit seiner Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage den A++ Energielabel. Abbildung 7 und Tabelle 6 bieten einen Überblick über die wichtigsten Daten der Anlage. Erdgas wird in einem vorgelagerten Prozess in Wasserstoff umgewandelt und die PEM-Brennstoffzelle, von der japanischen Panasonic Coporation mit einer Lebensdauer von mindestens 15 Jahre konzipiert, wandelt diesen in nutzbarem elektrischen Strom. Eine Verbrennung findet nicht statt, der Betrieb der Geräte ist nahezu geräuschlos. Auf diese Weise wird unabhängig vom öffentlichen Energieversorger Strom und Wärme dezentral erzeugt, wodurch das Wohnen immer autarker stattfinden kann. Die Überschüsse des produzierten Stromes können vergütet ins öffentliche Stromnetz eingespeist werden. Der Dachs InnoGen benötigt nur alle 3 Jahre eine Wartung für die Brennstoffzelleneinheit und genießt durch modulbaren Aufbau einfache Logistik, Einbringung und Installation. Die ausgereifte Technologie kann theoretisch auch an der Elektrolyseureinheit bzw. Wasserstoffspeicher nachgeschaltet werden und eine Rückverstromung für die dezentrale Power-to-Gas-Technologie ermöglichen. Die Häuser erhalten mit den Mikro-KWK-Anlagen eine Energiezentrale, die Raumwärme, Warmwasser und den Strombedarf deckt. <sup>[35]</sup>



*Bild aus urheberrechtlichen Gründen unkenntlich*

*Abb. 7: Dachs InnoGen von SenerTec*

*Tabelle 6: Leistungsdaten von Dachs InnoGen <sup>[35]</sup>*

<b>Dachs InnoGen</b>	<b>SenerTec</b>
Brennstoffzellenmodul	Polymerelektrolyt (PEM)
Elektrische Nettoleistung	700 W
Thermische Leistung	960 W
Brennstoff	Erdgas Typ E, LL; Biogas
Elektrischer Wirkungsgrad	>35%
Thermische Wirkungsgrad	56%
Gesamtwirkungsgrad	91%
Höhe X Breite X Tiefe	1,80 m X 1,20 m X 1,05 m
Benötigte Stellfläche	1,30 m X 1,17 m
Leergewicht (FC)	125 kg
Gewicht	245 kg
Pufferspeicher	300l (mit Frischwasserstation)

#### 4. Dezentralisierte Power-to-Gas Technologien

Wenn volatile Photovoltaik- und Windenergieanlagen zu einem beträchtlichen Teil in ein Stromnetz eingespeist werden, ist es unvermeidbar, dass es in einem großen Teil des Jahres einen Überschuss an Strom im Netz und auch lange Zeiträume gibt, in denen Sonnen- und Windenergie nicht ausreichend den Verbrauch decken. Zur Stabilisierung des Stromnetzes könnten lang- und kurzfristige Power-to-Gas-basierte Speicherlösungen implementiert werden.

Bei Power-to-Gas als ein dezentraler Speicher, wird neben der Lastseite auch die Erzeugungskomponente genutzt, sodass wie im Abschnitt 3 beschrieben, nicht nur ein Verbraucher konzipiert wird, sondern auch ein Speichersystem. Dieses Speichersystem kann Energie aufnehmen, speichern und zu einem sinnvollen Zeitpunkt wieder abgeben oder gegeben Falls das produzierte Gas in das Erdgasnetz einspeisen, um das Versorgungsnetz somit nicht nur als Kurzzeitspeicher, sondern bei Bedarf auch als Mittel- und Langzeitspeicher zu nutzen. Grundsätzlich ist die Einspeisung in das Gasnetz mit weiteren Verlusten behaftet und zudem nicht an jedem Standort möglich. Aufgrund der Kosten und des Aufwands kann bei einer Kleinanlage der Elektrolyse keine mögliche Methanisierung nachgeschaltet werden. Der Fokus dieser Arbeit liegt darin, ob es ein praktikables Konzept gibt, um auch Verbraucher auf Haushaltsebene mit einer solchen Technologie zu versorgen, die eine dezentrale Produktion von Wasserstoff aus einem Haushalt ermöglicht.

*Bild aus urheberrechtlichen Gründen unkenntlich*

*Abb.8: Systempfad des dezentralen Power-to-Gas Systems*

Abbildung 8 zeigt den Systempfad des dezentralen Power-to-Gas Systems auf, wobei hier je nach Anlage und Anwendungsbereich verschiedene Kombinationsmöglichkeiten existieren. Im folgenden Abschnitt wird näher beschrieben aus welchem Grund, eine bestimmte Komponente gewählt wurde.

Für das Modellieren des Power-to-Gas-Systems wird zunächst ein Elektrolyseur ausgewählt, der die Anforderungen an einen volatilen Energieeintrag am besten erfüllt, weitere wesentliche Systemelemente wie Zwischenspeicher und Leistungselektronik werden ebenfalls berücksichtigt. Je nach Anforderungen des jeweiligen Systems, müssen die Größe der Photovoltaikanlage, des Elektrolyseurs, der Wasserstoffspeicher und der Brennstoffzelle genau aufeinander abgestimmt werden. Die Dimensionierung der einzelnen Komponenten hängt dabei stark vom Standort und der jeweiligen Größe der Inselösung ab. Besonders beim Einsatz von Power to Gas in autarken Systemen wäre ein zusätzlicher (herkömmlicher) Batteriespeicher zum Abfedern kurzfristiger Leistungsspitzen der Photovoltaik denkbar und könnte zu einer optimierten Betriebsweise beitragen.

Das geeignete AEL bzw. PEM **Elektrolyseur System** (Abschnitt 3.1.1.1) soll für die Speicherung elektrischer Energie aus einer **Photovoltaik-Anlage** in einem autarken System eingesetzt werden und Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegen. Neben der Elektrolyse wird eine **Stromerzeugungseinheit** benötigt. Brennstoffzellen (Abschnitt 3.3.2) oder zukünftig Wasserstoffturbinen und kleine BHKWs mit Wasserstoffmotoren sind mögliche Optionen für Systeme mit reiner Wasserstoffnutzung. Der produzierte Wasserstoff könnte bei Bedarf auch für Mobilitätszwecke in einem Wasserstoff-Fahrzeug eingesetzt werden. Will man den Wirkungsgrad der Gesamtanlage erhöhen, müssen Umrüstungen hinsichtlich Haushaltsgeräte (Abschnitt 3.3.1) stattfinden, sodass diese ebenso auf Wasserstoffbasis betrieben werden und eine Rückverstromung nur als Option zur Wahl steht. Des Weiteren erfolgt die Zwischenspeicherung des produzierten Wasserstoffgases über einem **Druckgastank** (Abschnitt 3.2.1), der vor Ort vorhanden sein muss. Folgendermaßen ist es möglich die Netzlast zu expliziten Zeiten durch den Betrieb der Elektrolyse zu steigern, um Energieüberschüsse zu nutzen und bei zu hoher Netzlast zuzügliche Erzeugungsleistung aus der gespeicherten überschüssigen Energie zur Verfügung zu stellen.

## 4.1. Dezentrale Projekte

### Fraunhofer-Institut

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme in Freiburg konzipierte bereits 1992 ein energieautarkes Power-to-Gas Einfamilienhaus, ohne Öltank, Gas- oder Stromanschluss. Die gesamte benötigte Elektroenergie für Raumwärme, Brauchwasser und Strom wird durch eine PV Anlage bzw. von einem Solargenerator mit 4,2 kW Leistung geliefert, sodass der komplette herkömmliche Strombedarf des Hauses abgesichert ist, aber auch von dem Membran Druckelektrolyseur von 2 kW Leistung zur Wasseraufspaltung genutzt wird. Die Einbindung des Wasserstoffsystems in das Versorgungssystem garantiert dessen Energieautarkie. Der produzierte Wasser- und Sauerstoff werden in Druckbehältern von 2 MPa gespeichert. Der Sauerstofftank mit einem Fassungsvermögen von 7,5 m<sup>3</sup> liegt unter der Erdoberfläche, wobei der Wasserstofftank mit einem Fassungsvermögen von 15 m<sup>3</sup> vor dem Gebäude zum Erscheinungsbild des energieautarken Hauses gehört. 1.500kWh Energie konnte man aus den Sommermonaten bei intensiver Sonneneinstrahlung in Druckbehältern aufsparen.

Eine Brennstoffzelle mit einer Leistung von 0,5 kW wurde der Wasserstoff Rückverstromt, wobei die beim Umwandlungsprozess entstandene Wärmeenergie zur Nachheizung des Brauchwassers verwendet wurde. Zum Kochen wurde ein Herd verwendet, in dem der Wasserstoff katalytisch verbrannt wird.

Die Gesamtkosten betrugen etwa 2,6 Mio. DM, heute ca. 1,4 Mio. € und dem entsprechend weit teurer als ein ähnliches konventionelles Haus, jedoch deckte das Solarhaus ohne Abgabe an Schadstoffen an die Umwelt 100% seines Energiebedarfes. <sup>[30]</sup>

### Picea Home Power Solution

Ab 2021 müssen laut EnEG § 2a alle neuen Gebäude als Niedrigstenergiegebäude gebaut werden. In Februar 2018 hat HPS Home Power Solution GmbH den offiziellen Vertriebsstart für das Energiespeichersystem Picea bekannt gegeben und bietet damit eine Option dies zu realisieren, indem dezentral Energie produziert und gespeichert wird.

Picea ist ein kompaktgerät Energieselbstversorger zur ganzjährigen Stromversorgung aus der eigenen Solaranlage unabhängig vom Netz für einen durchschnittlichen Vier-Personen-Haushalt, dabei kann die Speicherfähigkeit des Systems einfach skaliert werden und so dem Jahresstromverbrauch eines Einfamilienhauses angepasst werden. Die Auslieferung der ersten Systeme

erfolgt ab dem vierten Quartal 2018. Der Preis für die ersten 50 Picea-Systeme beträgt für die Einführungskampagne 54.000 EUR und aufwärts ohne MwSt. Picea wird je nach Anforderungen an Standort, Stromverbrauch und Ausstattung frei dimensioniert, was einen Einfluss auf den individuellen Preis haben kann. HPS-Systeme arbeiten komplett CO<sub>2</sub>-emissionsfrei, bieten hundertfach mehr Speicherkapazität als marktgängige Haus-Batteriespeicher und mit über 90% Energienutzungsgrad sind diese hoch effektiv. Zusätzlich wird die beim Betrieb von Picea entstehende Abwärme als Heizwärme oder Warmwasser dem Haus bereitgestellt und reduziert so zusätzlich Ihre Energiekosten. Mit einer 10kWp PV-Anlage bei durchschnittlicher deutscher Sonneneinstrahlung liegt der Platzbedarf für Picea bei knapp 3m<sup>2</sup> Innen- und 5m<sup>2</sup> Außenaufstellfläche. Mit einer Mobile App kann man alle Prozesse und den Verbrauch vor Ort beobachten.

*Bild aus urheberrechtlichen Gründen unkenntlich*

Abb. 9: *Energiezentrale und saisonaler Energiespeicher*

Tabelle 7: Technische Daten Picea

Homepowersolution	Picea
Elektrische Spitzen-/Dauerleistung	20.000/8.000 W
Elektrisches Inselnetz	230/50 V/Hz
Komfortlüftung des Wohnraums	300 m <sup>2</sup>
Wohnraumwärmehückgewinnung	93%
Saisonale Speicherkapazität (nutzbar)	350-1000 kWh
Tägliche Speicherkapazität (nutzbar)	25 kWh
Thermische Speicherkapazität (nutzbar)	45 kWh
Emission	H <sub>2</sub> O
Energiequelle	Solarenergie
Jährliche Co <sub>2</sub> Einsparung	2.350-3.500 kg
Jährliche Hausstromversorgung	3.000-6.000 kWh/a
Platzbedarf innen	3 m <sup>2</sup>
Platzbedarf außen	4-7 m <sup>2</sup>
Lüftungsanschluss	100-200 DN
Photovoltaikanschluss	3X150 VDC
Kommunikation	Mobile App

In der Energiezentrale wurden alle Komponenten, die für eine effiziente Speicherung und Nutzung von Strom sind kompakt mit niedrigem Flächenbedarf zusammengebaut. Der Solarladeregler ermöglicht die Speicherung der Sonnenenergie, Batterien als Kurzzeitspeicher, Überschussstrom wird mittels Elektrolyseur zur Wasserstoff umgewandelt, Brennstoffzellen verwandeln die in Wasserstoff gespeicherte Energie bei Bedarf wieder in elektrische Energie und Wärme, der Inselwechselrichter stellt das elektrische Haus-Netz zur Verfügung, der Warmwasserspeicher ermöglicht die Nutzung der Abwärme zur Wärmeversorgung des Hauses, das Lüftungsgerät versorgt das Haus mit Frischluft, der Enthalpie-Wärmetauscher erhält die Wärme des Hauses durch Wärmerückgewinnung und das Energiemanagement-System ermöglicht eine effiziente und optimale Funktionsweise aller Komponenten. Der Wasserstoffspeicher bewerkstelligen den saisonalen Energiespeicher, je nach Standort ca. 1.000 kWh und kann sowohl im Haus als auch außerhalb montiert werden.

### **HYPOS Hydrogen Power Storage**

HYPOS Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany e.V. forscht ebenfalls an den vielfältigen Themenbereichen von Power-to-Gas und eine Wasserstoffenergiewirtschaft. Eine intelligente Infrastruktur der Stromerzeugung, Wasserstoffgewinnung, Transport und Speicherung soll hier vernetzt werden. Die HYPOS Projekte werden in unterschiedlichen Themenbereiche wie die chemische Umwandlung, Transport und Speicherung, Verwertung und Vertrieb, sowie Wirtschaftlichkeit und Sicherheit unterteilt. Das Unterprojekt der chemischen Umwandlung „LOCALHY“ befasst sich mit der dezentralen Wasserelektrolyse mit kombinierter Wasserstoff- und Sauerstoffnutzung aus erneuerbarer Energie. Eine Wasserstoffelektrolyse-Versuchsanlage soll verschiedene Aspekte von der Erzeugung bis zur Wasserstoffverwertung durch Rückverstromung für eine dezentrale Nutzung in Deutschland mit integrierter Mobilitätszwecke untersuchen. Die direkte H<sub>2</sub>-Betankung ohne Hochdruckzwischenpeicher mittels preiswerten, Öl freien, trockenlaufenden Kolbenkompressoren auf Fluidbasis ist einer der angegebenen Anwendungen, die dies ermöglichen sollen. Das System ist flexibel nach Leistung und urbaner Umfeld skalierbar.

### **Power To Flex**

Auch die Power to Flex Kooperationsprojekte aus dem Norden der Niederlande und Nordwestdeutschland forschen an Versuchsanlagen für die Speicherung erneuerbarer Energien. Neben Mobilität und Industrie werden im Pilotprojekt Einzelhaushalte werden übergreifende Systemlösungen entwickelt, die Überschüsse an nachhaltig erzeugter Energie in Akkus, einem Wasserstoffsystem und in Form von Wärme, kombiniert mit einer Wärmepumpe, speichern sollen. Die Fusion verschiedener Speichermethoden zielt auf der Erhöhung des Wirkungsgrades ab. Die entwickelte Anlage soll einem Strombedarf von 10.000-12.000 kWh für einen Einzelhaushalt decken und eine autonome und autarke Energieversorgung realisieren.

## 5. Systembetrachtung

Wasserstoff kann prinzipiell ohne Einschränkung zu Wärme- und Stromerzeugung und als Kraftstoff eingesetzt werden.

Anwendungsmöglichkeiten eines dezentralen Power To Gas Speichersystem wird im Vergleich zu Batteriespeichern unter Berücksichtigung ökologischer und ökonomischer Kenngrößen bewertet. Einleitend erfolgt eine Beschreibung wesentlicher technologischer Merkmale von P2G Anlagen, sowie eine Analyse des aktuellen Marktes und des Technikstands.

Anhand verschiedener Studien/Quellen unter vergleichbaren Bedingungen wird untersucht, ob die Zuverlässigkeit der Resultate bestätigt werden kann.

Bei der ökonomischen Analyse ist vor allem der Energieeinsatz von wesentlicher Bedeutung, wobei man den höchsten Wirkungsgrad bei Wasserstoff im BHKW erzielt und den geringsten bei SNG mit CO<sub>2</sub> aus Luft. Einer der wichtigsten Vorteile von Power-to-Gas ist ohne Frage die sehr niedrige bis nicht vorhandene Treibhausgasemissionen für alle Pfade mit erneuerbarem Strom als Voraussetzung, was bei dezentralen Anlagen auf Haushaltsebene zweifelsfrei der Fall ist. Aus der Analyse geht ebenso hervor, dass die resultierenden Gaskosten, Wasserstoff und SNG, durch Strompreis, Investitionskosten und Jahresvolllaststunden der Elektrolyseanlage beeinflusst werden, wobei die Kosten des gespeicherten Stroms noch deutlich über Pumpspeicher liegen.

Tabelle 8 macht an dieser Stelle visuell deutlich welche wichtigen Komponenten im Power-to-Gas Konzept vorhanden sind und anhand welcher Kriterien die Systembewertung folgen wird.

Tabelle 8: Methodik mit den Bewertungskennziffern der einzelnen Technologien

Elektrolyseur	Speicherung in Druckbehälter	Rückverstromung Brennstoffzelle
Strom- & Leistungsdichte	Marktsituation	Marktsituation
Materialwahl	Speicherdichte	Brennstoffzellentyp
Dynamischer Betrieb	Druck	Leistungsbereich
Lastbereich	Betriebstemperatur	DIN SPEC 32737
H <sub>2</sub> Reinheit	Größe	CO <sub>2</sub> Minderung
Größe	Sicherheit	Förderungsprogramm
Lebenszeit	Kosten	Kosten
Investitionskosten	Wirtschaftlichkeit	Wirtschaftlichkeit
Wirkungsgrad		
Wirtschaftlichkeit		



Der Aspekt, dass die Stromdichte-Spannungskennlinien der **Photovoltaik** und Elektrolyse hervorragend zusammenpassen und dass beide Technologien noch erhebliche Entwicklungspotentiale haben sind wesentliche Vorteile eines Photovoltaik-Elektrolyse-Systems. Beim direkten zusammenschalten von photovoltaischem Solargenerator und Elektrolyseur sind die Arbeitspunkte beider Komponenten durch den Schnittpunkt ihrer Kennlinie festgelegt. Die Übereinstimmung zwischen dem Elektrolyseur und des MPP Punktes der Photovoltaikanlage bietet die Option, den Solargenerator bei richtiger Systemdimensionierung durch einen elektrolytischen Verbraucher stets nahe dem MPP zu belasten, sodass die Elektrolyse ein nahezu idealer Verbraucher photovoltaisch erzeugter elektrische Energie ist. Der einfache Aufbau, die Trennung der elektrischen Energieerzeugung von der Wasserspaltung, der modularer Aufbau photovoltaischer Generatoren und von Wasserelektrolyseuren, welcher Variationen der Leistung in weiten Bereichen und damit Anpassungen an Wasserstoffverbraucher ermöglicht, sind ebenso markante Vorteile der elektrolytischen Wasserstoffherstellung mit photovoltaischen Anlagen. Das dynamische Verhalten von Photovoltaik-Elektrolyse-Systemen ist sehr gut. Elektrolyseur und Leistungsaufbereitung sind in der Lage, raschen Änderungen der solaren Einstrahlung praktisch ohne Verzögerung zu folgen.

Die **Elektrolysetechnologie** ist die zentrale Schnittstelle zwischen elektrischer und chemischer Energie, wobei der produzierte Wasserstoff als Treibstoff und zur Erzeugung von anderen Energieträgern fungieren kann. Der Entwicklungsstand bei Hochtemperatur-Dampf-Elektrolyse ist noch gering und befindet sich in Forschungsstadium, in dem vor allem materialwissenschaftliche Probleme gelöst werden müssen. Parallel sind Sie aufgrund der hohen Betriebstemperaturen nicht für ein dezentrales autarkes System geeignet und werden dementsprechend bei der Bewertung nicht berücksichtigt.

Membranelektrolyseure werden zukünftig in diversen Einsatzfeldern die technisch erprobten alkalischen Elektrolyseure ablösen. Beide Systeme werden laut Hersteller um 2020 kommerziell verfügbar sein.

Die Differenz der Strom- und Leistungsdichten zwischen den PEM- und der AEL-Elektrolyseure ist um den Faktor 3-4. Allgemein haben aktuell die PEM-Elektrolyseure die höchsten und die AEL-Elektrolyseure die niedrigsten Werte, wobei eine Steigerung dieser Werte eine Reduktion der Investitionskosten bedeutet.

Die Elektroden und Katalysatoren der AEL-Elektrolyseure verursachen mit Nickel und Eisen die geringsten Kosten im Hinblick Materialkosten, wobei demgegenüber bei PEM-Elektrolyseure kostenintensivere Edelmetalle Anwendung finden. Da dies

jedoch nicht der Hauptkostenpunkt ist, werden erst langfristig Optimierungen diesbezüglich stattfinden.

Die Forschung befasst sich derzeit intensiv mit der Verbesserung der Stacks und somit der Steigerung der Lebenszeiten auf zumindest 80000-100000 h, wobei auch hier der AEL-Elektrolyseur aktuell bessere Daten um den Faktor 1.5-2 als die PEM-Technologie aufweist.

Bei dezentrale Power-to-Gas Anlagen ist ein so weit wie möglich dynamischer Betrieb von wesentlicher Bedeutung. Auf der Systemebene erfüllt aktuell der PEM-Elektrolyseur die Anforderungen am besten, wobei die Verbesserung des erreichten Niveaus im dynamischen Betrieb technologieunabhängig ist und durch eine optimale Steuerung der Einheiten und die Weiterentwicklung der Elektrolysestackmaterialien, allen voran Membranen und Katalysatoren erreicht werden kann.

Auch der Anforderung bezüglich des zulässigen Lastbereichs, um ein möglichst breites Lastband abdecken zu können, wird der PEM-Elektrolyseur gerecht, wobei Teillastbereiche bis in den einstelligen Prozentbereich erreichbar sind.

Die H<sub>2</sub>-Reinheit ab dem Stack ist im unteren Lastbereich bei den AEL-Elektrolyseuren deutlich niedriger als bei den PEM-Elektrolyseuren, dementsprechend besteht dort Handlungsbedarf. Der AEL-Elektrolyseur beinhaltet einen flüssigen Elektrolyte (KOH) und demzufolge eine Peripherie wie z.B. Elektrolytabscheider und Zirkulationspumpen und weist bei höheren Drücken Dichtheitsprobleme auf. Diese Komponenten sind bei dem PEM-Elektrolyseur nicht verfügbar, da ein fester Elektrolyt vorhanden ist, somit ist die Anlage von der Größe her viel Kompakter.

All diese Faktoren und verschiedene Aspekte wie Beispielsweise die Anlagegröße, die Reinheit, der Druck etc. kommen bei der Höhe der Investitionskosten zum Ausdruck, wodurch der Betrag von Anlage zu Anlage variiert und nur grob geschätzt werden kann. Die Kosten pro kWel für ein klassisches AEL-Elektrolyseur System mittlerer Größe betragen ca. 1000€, für PEM-Elektrolyseure ist ca. mit 2000€ einzurechnen. Es ist davon anzunehmen, dass die Kosten bis auf knapp unter 1000€ gesenkt werden, wobei die PEM-Elektrolyseur-Technologie ein größeres Kostensenkungspotential durch Neuentwicklungen aufweist. <sup>[20]</sup>

Systemtechnische Herausforderungen in der Elektrolyseentwicklung, wenn eine steigende Marktdurchdringung durch Massenproduktion für dezentrale Anlagen angenommen wird, sind außer der Optimierung des Elektrolysestacks und des Betriebsverhaltens, die Entwicklung annehmbarer Recycling-Strategien und die Anhebung der Gesamteffizienz. Zwecks der verlustfreien Übertragung der Stackeffizienz auf die Systemeffizienz muss eine Reduktion des Energiebedarfes rund um den Elektrolysenstack stattfinden. Die angewendete Leistungselektronik ist an dieser Stelle von wesentlicher Bedeutung, wobei die Entwicklung vieler dieser Bauteile,

wie beispielsweise die der AC/DC Wandler, Kompressoren und auch Reinigungseinheit, von anderen Gebieten adoptiert werden können.

Als Langfristige bedeutende Ziele wird Kostenreduktion der Herstellungsverfahren, Lebenszeiterhöhung und perfektioniere Betriebsführung und Anlagekonzepte für alle Elektrolyseur-Systeme genannt. Dies könnte eine Steuerungselektronik bzw. eine Software übernehmen, welche eine möglichst effiziente Steuerung bzw. Auslegung der Anlage ermöglicht.

Folglich hebt sich die PEM-Technologien von allen im Abschnitt 3.1.1 beschriebenen Elektrolysetechnologien (AEL, PEM und SOEL) ab und ist aktuell hinsichtlich dezentraler Power-to-Gas Anlagen das kompatibelste Verfahren. Wie bereits erwähnt tragen höhere Kompaktheit und Dynamik bzw. Flexibilität des Gesamtsystems hierzu bei. Auch wenn hinsichtlich der Kosten derzeit die AEL Technologie günstigere Gegebenheiten bietet, werden sich beide Technologien zukünftig, bis dezentrale Systeme kommerziell werden, auf demselben Niveau befinden.

**Wasserstoffspeicherungsanlagen** mit all den dazugehörigen Komponenten sind praxiserprobte Systeme und wirtschaftlich realisierbar. Die Kompaktheit bzw. das Speichervolumen und die sicherheitstechnischen Aspekte spielen für dezentrale Anlagen eine enorme Rolle, sodass zukünftig mit technisch erprobte Metallhydridspeicherkonzepte zu rechnen ist. Für mobile Anwendungen kann jedoch die geringe massenbezogene Kapazität ein Problem darstellen, da die Metallhydridmasse in Fahrzeugen zu einen höheren Kraftstoffverbrauch führt.

Druckgasspeicher werden in unterschiedlichen Größen und Druckbereichen von Hersteller angeboten. Die gängigen 50l Druckgasbehältern kann man bei 200bar für stationäre Anwendungen nutzen.

Die Füllmenge einer 50l Gasflaschen bei 200bar beträgt ca.  $8.89\text{m}^3$  bei einem Gesamtgewicht mit Füllung ca. 80 kg. Die Größe der Flasche ist durch die Gesamtlänge etwa bei 1655mm und ein Durchmesser von 229 mm angegeben. Nimmt man für eine Wohngemeinde den LIPAC duo mit insgesamt 12 Flaschen in Anspruch hat man Maßen von  $1900 \times 1000 \times 770$  mm mit einer Füllmenge von  $151\text{m}^3$  und ein Gesamtgewicht von 1460kg.

Um Brennstoffzellen dezentral für den stationäre Stromerzeugung kommerziell verfügbar zu machen, muss die Marktsituation in die Massenproduktionsphase gehen, sodass die Fertigungskosten deutlich reduziert werden können. Verschiedene Hersteller bieten bereits technisch reife Brennstoffzellen zur Stromerzeugung in einem Leistungsbereich von 100kW bis ca. 3000 kW an. Für eine kleine Anlage auf Haushaltsebene werden zum größten Teil PEM-Brennstoffzellen eingesetzt. Die auf dem Markt erhältlichen Kraft-Wärme-Kopplung Anlagen, mit PEM Brennstoffzellen, die mit Erdgas angetrieben werden, werden langfristig auf Wasserstoffbasis optimiert werden müssen.

Kleine KWK-Systeme mit stationärer Brennstoffzellen genießen schon aktuell Fördermöglichkeiten mit Beträgen bis zu 13.000 €. Das Nationale Innovationsprogramm für Wasserstoff- und Brennstofftechnologien und ein Technologieeinführungsprogramm für Brennstoffzellen in der Hausenergieversorgung bieten Förderungen auf nationaler Ebene. Hauseigentümer, die Brennstoffzellen-Technologien zur Wärme- und Stromproduktion nutzen, werden durch das KfW Programm für innovative Technologien mit einem Festbetrag von 5.700 € unterstützt. Der bereits vorgestellte Dachs von SenerTec bekommt einen Zuschuss von 8.850 €, der Betreiber profitiert von der Vergütung des Stromes gemäß des KWK-Gesetzes und von einem Zusatzbetrag von 450 € je angefangenen 100 Watt elektrischer Leistung. Sämtliche Wohngebäude, die anlässlich der CO<sub>2</sub>-Minderung, Energieeinsparung und zur Nutzung erneuerbare Energien Maßnahmen ergreifen, profitieren von dem KfW-Programm, welches Investitionen von Energiesparhäusern und Passivhäusern dient.

DIN SPEC 32737 ist an die Systematik der DIN V 18599-9 und die vorgeschriebenen Voraussetzungen der EnEV (Energieeinsparverordnung) angelehnt und dient der energetischen Bewertung der Brennstoffzellen. Das Verfahren bezieht sich auf Brennstoffzellen mit einer thermischen Leistung zwischen 0,3 und 5 kW, die in Wohngebäuden oder Objekten mit vergleichbarer Nutzung zum Einsatz kommen und wärmegeführt betrieben werden.

Der produzierte Wasserstoff einer Power-to-Gas Anlage wird in § 3 Nr. 42 EEG 2017 als Zwischenspeicherung von produziertem Strom aus erneuerbare Energie identifiziert, aus diesem Grund können Förderansprüche nach dem EEG 2017 eingreifen. Das Speichergas muss unter Berücksichtigung der Anforderungen nach § 44b Abs. 5 Nr. 1 und 2 EEG 2017 zur Stromerzeugung eingesetzt werden, dementsprechend ist eine Rückverstromung erforderlich. Auf den aus dem Speichergas produziertem Speichergas muss die EEG-Umlage gezahlt werden.

Nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG kann die Stromsteuerbefreiung für grünem Strom aus grünen Netzen, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu

2MW produziert wird und vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger zum Selbstverbrauch entnommen wird, eingreifen. Im Grundsatz gilt bei allen Sektorkopplungstechnologien: Die Umwandlung von Strom in einen anderen Energieträger ist Letztverbrauch. Deshalb fallen grundsätzlich alle Belastungen mit Netznutzungsentgelten, EEG-Umlage, Stromsteuer und sonstigen Abgaben und Umlagen an. <sup>[37]</sup>

## 5.1. Wirtschaftlichkeit

Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit und der ökonomischen Bewertung werden zunächst die Investitionskosten der Anlage und der Installation in Betracht gezogen. Verbrauchsgebundene Kosten und Erlöse wie beispielsweise das KfW Programm, Betriebsgebundene Kosten für Instandhaltung und die Lebensdauer spielen ebenso eine wichtige Rolle und werden aus diesem Grund auch analysiert.

In Bezug auf die Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas als Systemlösung, müssen die Komponenten, wie im Abschnitt 4 dargestellt, den Systempfad vom erneuerbarem Strom, über den Elektrolyseur und Speicher, bis zur angegebenen Energieanwendung analysiert werden. Die Betrachtung der kompletten Prozesskette des Gesamtsystems inklusive der Energiewirtschaft und Technik, bietet eine Basis für Investitionsentscheidungen. Effektiver für die Gesamtanlage ist grundsätzlich eine direkte Nutzung der Stromerzeugung zur Lastdeckung, als eine Speicherung und zudem I verliert das System generell an Wirkungsgrad, je mehr Komponenten verwendet werden. Infolgedessen sollte der Wasserstoff nur in Phasen der Energieüberschüsse gespeichert werden und dann Verwendung finden, wenn diese nicht vorhanden ist. Power-to-Gas bietet auf diesem Wege eine zeitlich und räumlich entkoppelte Gasnutzung.

Die spezifischen Wasserstoffgestehungskosten in EUR je Kilogramm Wasserstoff gelten als Maß für die Wirtschaftlichkeit:

$$K = \frac{K_I + K_V + K_B + K_S - E}{\dot{m}(\text{H}_2)}$$

K<sub>I</sub>: Investitionskosten

K<sub>V</sub>: Verbrauchsgebundene Kosten einschließlich Stoff- und Energiebezug

K<sub>B</sub>: Betriebsgebundene Kosten einschließlich Wartung und Personal

K<sub>S</sub>: sonstige Kosten Versicherung und Steuern

E: Einnahmen für Wasserstoff und Sauerstoff

m: erzeugte Wasserstoffmenge <sup>[38]</sup>

Um die Wirtschaftlichkeit einer Power-to-Gas Anlage darlegen zu können, müssen die essenziellen Elemente der **Investitionskosten** für die Wasserstoffproduktion bekannt sein. Die Investitionskosten K<sub>I</sub> werden leistungsbezogen in €/kW oder kapazitätsbezogen in €/kWh in Betracht gezogen. Das Ziel ist es die Investitionskosten zu reduzieren und vor allem die Wirkungsgrade des Systems zu erhöhen. Der dynamische und intermittierende Betrieb der Elektrolyseure sind technisch, aber auch wirtschaftlich zu meisternde Hürden von Power-to-Gas, dementsprechend ist die Einsatzcharakteristik ebenso von wesentlicher Bedeutung. Je nach Möglichkeit sollte die jährliche Betriebszeit ziemlich hoch sein und ein Kompromiss zwischen dem Ziel, das effektivste aus der erneuerbaren Energiequelle zu entnehmen und den Betriebsstunden bestehen. Die Leistungselektronik und die Stromverteilung machen ca. 15 % aus. Die Investitionskosten werden aber auch durch Stromrichter für die Gleichstromversorgung des Elektrolyseurs aus dem Wechselstromnetz und Spannungswandler für die Anpassung der Betriebsspannung bestimmt, genauso wie die Leistungsschalter, die den Elektrolyseur bei geringem Gasbedarf vom Netz trennen.

Betriebskosten können fix als 2% der Investitionskosten angenommen werden.

Auch die **Betriebskosten** und die Bezugskosten spielen eine enorme Rolle bei der Wirtschaftlichkeit einer Power-to-Gas Anlage. Die EnWG 2011 und EEG 2012 zeigen regulatorische Rahmenbedingungen für Power-to-Gas, sodass Anlagen die zwischen August 2011 und August 2026 in Betrieb gehen für 20 Jahre von Entgelten für den Zugang zum Stromnetz befreit sind und im Falle der Rückverstromung der eingespeiste Strom nach EEG vergütet wird. Aktuell ist die Wirtschaftlichkeit für Power-to-Gas Konzepte nicht gegeben. Die Anforderungen an Stromspeicher erhö-

hen sich zunehmend mit dem Ausbau erneuerbaren Energiequellen, dementsprechend kann stark davon ausgegangen werden, dass die Wirtschaftlichkeit für die Systemlösung Power-to-Gas sich durch die steigende Erzeugung, vorteilhafter wird. In Bezug auf die Wirtschaftlichkeit der Speicheroption bzw. um diese nicht zu gefährden, sollte die Speicherung von Strom nicht mit den für Endverbraucher erhobenen Netzabgaben belastet werden. Weitere Pilot- und Demonstrationsanlagen, mit realen Bedingungen zu realisieren und zu erforschen, würde die optimale technisch- und wirtschaftliche Betriebsweise der Anlagen herauskristallisieren. Die Durchführung fundierter Systemanalysen, um eine Systemoptimierung im Strom- und Gassektor zu ermöglichen und Power-to-Gas in das bereits gegenwärtige Energiesystem zu integrieren und Untersuchungen, die die Dimensionierung der Speicher darlegen, müssten ebenso vorangetrieben werden. Es müssen zudem präzise Geschäftsmodelle für alle Systempfade des Konzepts und unter anderem auch für eine dezentrale Kleinanlage auf Haushaltsebene entwickelt, analysiert und aufgezeichnet werden, sodass zukünftig die wirtschaftliche Nutzbarmachung auch von Kleinanlagen gewährleistet ist.

Die **Wasserstoffproduktion** macht ca. 45% der Wirtschaftlichkeitskosten aus und beinhaltet Elektrolytkreislauf, Wasserversorgung und Kühlung. Für eine solide Trinkwasser-Eingangstromqualität sorgt die Wasser-Aufbereitung, sodass der Rücklauf nutzbar ist. Zusätzlich wird der Betriebsdruck von dem Druckregler standardisiert.

Die **Wasserstoffaufbereitung** macht ca. 25% der Wirtschaftlichkeitskosten aus und beinhaltet Verdichtung und Reinigung. Hier veranlassen die Gasabscheider eine Trennung der Elektrolysegase vom Elektrolyten, Absorptionswäscher säubern Spuren von Kalilauge (bei AEL) und kühlen das Produktgas.

Die **Infrastruktur** macht ca. 15% der Wirtschaftlichkeitskosten aus und beinhaltet die Mess- und Regeltechnik für das effiziente Zusammenwirken aller Teilsysteme. Dazu gehört die Anpassung an Stromschwankungen und Laständerungen, die Messung des Sauerstoff- und Wasserstoffgehalts in der Umgebungsluft, aber auch die Automatisierung der Wasserstoffaufbereitung. <sup>[13], [38]</sup>

Power-to-Gas Anlagen auf niedriger Spannungsebene und Erzeugungsnah einzusetzen hat den Vorteil, dass in den überlagerten Spannungsebenen Einsparungen beim Netzausbau erreicht werden. Infolgedessen werden strom- und gasnetzübergreifende Smart-Grid-Konzepte wirtschaftlich einsetzbar. Um die Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten müssen im technischen Rahmen Wirkungsgrade und die Prozessdynamik der Methanisierung, falls eine Methanisierungsanlage nachgeschaltet,

verbessert, im regulatorischen Rahmen Steuern und Abgaben gesenkt und Fördermechanismen ausgebaut werden. Ebenso muss in den wirtschaftlichen Rahmen das Kostensenkungspotential für Power-to-Gas Anlagen und die Bandbreite des zukünftigen Strom- und Gaspreises ausgeschöpft werden. Die Investitionskosten werden durch Einführung neuer Technologien und Standardisierung und Modularisierung reduziert, sowie die Auswirkung einer dynamischen Betriebsweise auf die Lebensdauer der Anlagen optimiert.

Ab der Dekade 2020/2030 wird Power-to-Gas als Stromspeicherlösung ein gravierender Aspekt im Energiesystem sein, sodass die eine ausgereifte Technologie und Rahmenbedingungen erfolgt sein müssen, um die Wirtschaftlichkeit zu garantieren.

[39], [20]

### **PV-Anlage**

Die Investitionskosten für eine PV Anlage betragen 2014 2000-3500 €, die bis 2030 bei 750- 1700€ und bis 2050 bei 550-1000€ liegen werden, wobei von einem stets steigenden Wirkungsgrad ausgegangen werden kann und der technische Lebensdauer bis 2050 weit mehr als das aktuelle 15 Jahre betragen wird. Seit 2000 unterliegt die Photovoltaik Anlage dem EEG. Seitdem wurden jedoch die Vergütungssätze abwärts abgeändert, sodass keine Überförderung der Einzeltechnologien realisiert wird. Ab einer installierten Leistung von 52GW in Deutschland werden keine weiteren Neuaufgaben durch das EEG gefördert. Der Vergütungszeitraum von 20 Jahren der Altanlagen bleibt erhalten. [40], [20]

### **Wasserelektrolyse**

Abbildung 10 zeigt Stand der Technik und zukünftiges Potential bis 2030 der spezifischen Investitionen inklusive Spannbereite der Literaturwerte für die alkalische Elektrolyse, die Proton-Austausch-Membran-Elektrolyse und eine Anlage inklusive Methanisierung.



*Bild aus urheberrechtlichen Gründen unkenntlich*

Abb.10: Prognose der spezifischen Investitionen bis 2030

Die Wasserelektrolyse befindet sich noch in der Entwicklungs- und Optimierungsphase, aus diesem Grund wird in der Literatur und vorhandenen Studien nicht eindeutig klar, wie umfangreich und welche Kostenaspekte (Anlagegröße, Stromquelle, CO<sub>2</sub>) in die Kostenaufstellung berücksichtigt wurden. Dementsprechend können die Wasserstoffgestehungskosten nur relativ dargestellt werden. DOE Hydrogen and Fuel Cells Program gibt für PEM-Wasserstoffkosten einen Preis von ca. 4\$/kg Wasserstoff an, wobei weitere Kosten von 2-2.5 \$/kg für Kompression, Speicherung etc. angenommen werden. Im Vergleich werden für konventionelle Produktionskosten von Wasserstoff werden ca. 1-3 \$/kg angegeben. Die Wasserstoffgestehungskosten schließt die Investitionskosten für den Elektrolyseur mit ca. 40% (im Vergleich zu konventionellen Wasserstoffherstellungsverfahren sehr hoch) die Energiekosten mit 45-50 % und 10-15% sonstige betriebs- und Wartungskosten wie unter anderem die Lebenszeit und die Auslastung der Anlage ein. Bei Gegenüberstellung mit herkömmlichen Herstellungskosten von Wasserstoff sind bei der elektrolytischen Herstellung 10-15% höhere Investitionskosten und ca. 10-15% niedrigere Stromkosten vorhanden bzw. allgemein um einen Faktor 2 Kostenintensiver. Die Absoluten Kosten variieren mit der jeweiligen Installation der Anlage, sodass die tatsächlichen Kosten pro kW allein als Orientierungswert angenommen werden dürfen. Eine Kostendifferenz von etwa 20-30% kann sich je nach Ausstattung und Verwendungszweck der ergeben. Eine direkte Kopplung der Elektrolyseeinheit mit der PV Anlage hat beispielsweise in Bezug auf der Dynamik, Größe, Wärmeführung Reinheit, Betriebstemperatur, Speichervolumen und -druck ganz andere Dimensionen als einer netzgekoppelten Elektrolyseanlage mit Einspeicherung in eine

Erdgasnetzebene. Die AEL-Technologie ist derzeit die Kostengünstigste Variante. Generell wird eine Kostensenkung hinsichtlich der Materialentwicklung und Materialsubstitutionen in diesem Verfahren niedrig eingestuft. Es werden Preise von unter 1.000€ pro kWel genannt, wobei höhere Drücke mit einem Aufpreis von ca. 25 % angenommen werden. Die PEM-Technologie kann mit weniger Kapazität im Vergleich zu dem AEL-Verfahren bei Preisen um ca. 2000€ pro kWel kategorisiert werden. Konstruktionsmaterialien wie Separatoren stellen bis zu 50% der Stackkosten dar. Weitere 25-35% der Kosten machen die MEA (die Festelektrolytmembran) aus. Hierbei zeigt sich, dass Edelmetallkatalysatoren nicht den gravierendsten Kostenteil ausmachen. Die PEM-Systeme sind zurzeit im Fokus der Forschung, sodass zukünftige Weiterentwicklungen gravierende Auswirkungen hinsichtlich der Kosten haben werden und eine Kostenreduktion von 25-30% prognostiziert wird. Allgemein machen die Stackkosten bei AEL-Elektrolyseanlagen 40-50% und bei PEM-Elektrolyseanlagen 50-60%, die Leistungselektronik 10-20% und restliche Kosten 30-40% aus. Betrachtet man eine Marktsituation, in dem Elektrolyseeinheiten in Massenproduktionsphase sind, kann man die Investitionskosten beider Technologien auf ca. 1.000€ schätzen. <sup>[19], [20], [40]</sup>.

## Speicher

In 2013 lag der Strombedarf für Haushalte bei etwa 138,4 TWh, dies entspricht 21,9% der Bruttostromerzeugung. Ist das Ziel die Netzautarkie aller Haushalte würde einen Anteil an erneuerbaren Energien auf ca. 80% und ein Bedarf an Speicherleistung von etwa. 55 GW bedeuten. Nimmt man den Idealfall einer Wasserstoffenergiewirtschaft bei dem der an Anteil von fluktuierende erneuerbare Energien auf 100-110% liefert, steigt der Bedarf an Speicherleistung auf ca. 80 GW (aktueller Höchstlast). Dementsprechend sollten

die Speicherkapazitäten bezogen zur Leistung niedrig gewählt werden.

Der Bedarf an Nutzkapazität liegt bei 275 GWh bzw. bei 400 GWh und die Gesamtkosten im Bereich von 5-10 Milliarden €. Die ca. 40 Mio. Haushalte in Deutschland benötigen einen Speicher bei 2kW/10kWh mit Kosten zwischen 3200-4000€, je nach Technologie.

Zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit für Druckgas- und Metallhydridspeicherung ist die Senkung der hohen kapazitätsabhängigen Kosten notwendig. Bei Metallhydridspeichern müssen im Bereich der kommerziellen Kleinspeicher-Systeme bezüglich der Zuverlässigkeit, Sicherheit und Lebensdauer optimiert werden. <sup>[40]</sup>

Für die Versorgung mit Druckgasflaschen bieten verschiedene Hersteller wie z.B. die Firmen Messer oder Line einen großen Katalog mit Energieträgern in unterschiedlichen Qualitäten, Flaschengrößen und Druckniveaus. Komponenten wie die jährliche Abnahmemenge, Flaschenmiete und Transportkosten bestimmen zusätzlich zusammen mit den technischen Komponenten die Kosten. Ergänzend muss der Endverbraucher mit Anschaffungsnebenkosten wie Lagerung und den Aufwendungen für Flaschenwechsel rechnen.

Die jährlichen Kosten  $K$  können durch folgenden Ansatz mit der Formel  $K=V \cdot k$  angenähert werden.  $V$  beschreibt den jährlichen Wasserstoffverbrauch in kg/Jahr und  $k$  die spezifischen Kosten in €/kg. Es wird bei einer 200 bar 50 Liter Wasserstoffflasche von 100 € ausgegangen. Aus den Dichten unter Anlieferungsbedingungen von  $16,54 \text{ kg/m}^3$  und bei einem Flaschenrestdruck von 5 bar von  $0,41 \text{ kg/m}^3$  lässt sich der nutzbare Flascheninhalt mit  $0,807 \text{ kg}$  pro Flasche berechnen. Es ergeben sich spezifische Kosten in Höhe von  $k = 124 \text{ €/kgH}_2$ .

Die spezifischen Kosten für die Behälter werden von den Herstellern nicht bekannt gegeben, sodass dies nur ein Beispiel für die Berechnung ist. <sup>[41]</sup>

*Bild aus urheberrechtlichen Gründen unkenntlich*

*Abb. 11: Wasserstoff 3.0 LIPAC® duo*

Für die Versorgung von Brennstoffzellen und für eine stationäre Anwendung bietet der Hersteller Linde 50l bei 200bar Flaschen für 115,50€ zzgl. der Mietkosten. Die

Flaschen entsprechen den internationalen Normen und Spezifikationen. Die Behälter müssen kontinuierlich gewartet und geprüft werden. Bei durchgehender Bedarf an Gasflaschen wird dem Kunden speziell nach seinem Wunsch bzw. Verbrauch das passende Angebot gemacht.

### **Brennstoffzelle**

Aufgrund der intransparenten Darlegung der Investitionskosten bzw. Wartungs- und Instandhaltungskosten verschiedener Hersteller, gestaltet sich die wirtschaftliche Bewertung der Brennstoffzellen bzw. Brennstoffheizgeräten etwas schwierig. Investitionskosten bis zu 35.000€ werden als Richtlinie angenommen, sodass der Verbraucher mit hohen Kosten konfrontiert wird. Im Jahr 2009 wurde in Japan im Rahmen des „ene-farm“ Programmes bewiesen, dass durch Subventionssummen von ca. 1/3 der Investitionssumme, die Anzahl der installierten Systeme wesentlich anstieg. Gleichzeitig können durch weitere Skaleneffekte die Investitionskosten deutlich reduziert werden, infolgedessen auch die Subventionierung sinken.

Durch das „ene-farm“ Programm konnte ebenso eine Steigerung der Lebensdauer von PEM-Systemen bis auf 60.000 Stunden realisiert werden, wobei wenn man von einem durchschnittlichen Betrieb von 12h täglich ausgeht, auf ca. 10-15 Jahre kommt, und somit einen positiven Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit hat.

Das KWK-Impulsprogramm unterstützt beispielsweise die Brennstofftechnologie in Nordrheinwestfalen und bietet gestaffelte Zuschüsse in Höhe von 1.500 -17.000 €. Heinsberg bietet durch die „Brennstoffzellen-Initiative Heinsberg“ eine Unterstützung von 1.000-4.000 € für einen Ceramic Fuel Cells Brennstoffzellenheizgerät und eine Vergütung von 10ct je produzierter kWh Strom. Die Amortisationszeit beträgt dementsprechend ca. 7 Jahre. <sup>[40, [42]]</sup>

## 5.2. Konventionelle Batteriespeicher

Durch das Energie-Leistungs-verhältnis wird deutlich, ob der Speicher ein Kurz- oder Langzeitspeicher ist. Im Gegensatz zu Power-to-Gas als Langzeitspeicher hat man bei dezentrale konventionelle Speicher-Technologien wie Lithium-Blei Batterien ein Energie-Leistungs-verhältnis von 0,4 Stunden und bei Blei-Säure Batterien 2 Stunden, wobei der Wert relativ konstant unabhängig von der Batteriegröße ist. Im Betrachtungszeitraum von einem Jahr werden dezentrale Speicher mit mehreren hundert Zyklen betrieben, sodass es sich hier um Kurzzeitspeicher handelt. Ein Nachteil bei Blei-Batterien ist demnach die mit 200-2000 Zyklen in 5-15 Jahren, die kurze Lebensdauer, sodass ein sinnvoller Einsatz als Stationärspeicher nicht vorhanden ist. [49], [77]

Auch die Speichertechnologie Redox-Flow-Batterie wird ca. 74-mal pro Jahr geladen und entladen, dies bedeutet, dass der Speicher innerhalb von 5 Tagen geladen und entladen wird und somit auch nicht für einen saisonalen Ausgleich herangezogen wird. Die Einspeicher- und Ausspeicherwirkungsgrade liegen zwischen 89-95%. In der Zielfunktion müssen die Installationskosten des Wasserstoffspeichers, der Elektrolyseanlage und der Brennstoffzellen, die Verluste der Wasserstoffspeicherung, der Brennstoffzellen, im elektrischen Verteilernetz, durch Abregelung, Erlöse der Direkteinspeisung von Wasserstoff niedergeschlagen werden. Geht man bei einer dezentralen Anlage aus Haushaltssicht aus und nimmt 20 Cent/kWh für den Strombezug und 7 Cent pro kWh für die Einspeisung an, verzichtet man auf einen Speicher, da der Netzbezug kostengünstiger ist als eine Zwischenspeicherung der PV-Überschüsse für spätere Eigennutzung. Wenn der Strombezugspreis bei 100 Cent/kWh angenommen wird, kommen Speicher bei einem energieautarken Haushalt in dem Bereich der Wirtschaftlichkeit. Die Speicherpreise haben keinen gravierenden Einfluss auf die resultierenden Kosten pro MWh, liegen allerdings weit über von konventioneller Energieversorgung mittels Bezug vom Netz.

Für einen einzelnen Haushalt sind die Gesamtkosten um ca. 1,5-Fache höher als bei einer autarken Wohngemeinde, da die Strombezugskosten vom Hoch-Mittelspannungsformer wesentlich geringer sind.

Bei heutigen Bedingungen sind Speicher im Falle eines Haushaltes unwirtschaftlich. Geht man von geringen Speicherkosten aus, ist es nichtsdestotrotz profitabler den Strom zu beziehen und Überschüsse der fluktuierenden zu exportieren, als diese für den Eigenverbrauch zwischen zu speichern. Verknüpft man aber den Speicher für eine autonome Gemeinde kommen Systeme wie Redox-Flow und Power-to-Gas zum Einsatz. [49], [77]

## 6. Fazit

Die Aktuelle Stromspeicherkapazität reicht für die derzeitigen regenerativen Energieanteile aus, so wird bis zum großtechnischen Einsatz von Power-to-Gas und um die Technologie zur endgültigen Marktreife zu bringen, noch einige Zeit vergehen. Erreicht man einen Anteil von ca. 60% der Stromerzeugung, so bietet Power-to-Gas für die langfristige Speicherung elektrischer Energiemengen sogar bis im TWh-Bereich, eine Lösung. Die zu speichernden elektrischen Energiemengen und die Stunden negativer Residuallast sind bis 2030 zu gering, sodass wirtschaftlich betrachtet eine Power-to-Gas Kleinanlage mit den aktuellen Investitionskosten und heutigen Marktpreisen, sich nicht rentiert.

Kompakte Power-to-Gas-Anlagen können in Haushalten integriert werden und eine dezentrale Speicherlösung als alternative zur Einspeisung ins Netz aufzeigen.

Da das Power-to-Gas Konzept sich noch in dem Entwicklungsstadium befindet, ist derzeit eine Wirtschaftlichkeit jedoch nicht gegeben.

Die Herausforderung liegt in der Optimierung der einzelnen Technologien, so müssen Wirkungsgrade gesteigert und die Kosten weiter gesenkt werden. Diese Arbeit hebt hervor, welche Technologien für eine Anwendung auf Haushaltsebene geeignet sind. So sollte ein PEM-Elektrolyseur für die Wasserstoffeinspeisung zum Einsatz kommen, da diese den Besten dynamischen Betrieb aufzeigen und sehr kompakt im Keller bzw. Garten untergebracht werden können. Aus Kostengründen wird in naher Zukunft nicht auf Metallhydridspeichern zurückgegriffen, sodass Druckflaschen weiterhin Stand der Technik bleiben, wobei die Vorteile der Metallhydride beachtlich sind. Schafft man es Haushaltsgeräte auf Wasserstoffbasis Serienfertig auf dem Markt zu bringen, benötigt man keine Umrüstung, wobei Prototypen gezeigt haben, dass bis dahin Nachrüstungen Problemlos und Kostengünstig getätigt werden können. Auf dieser Weise erhält man einen höheren Wirkungsgrad der Anlage. Anhand des Pilotprojektes von HPS geht deutlich hervor, dass eine PEM-Brennstoffzelle zur Rückverstromung benötigt wird, um eine gegebenenfalls sicheren Stromzugriff zu haben. Technisch ist die Speicherung und die Benutzung von reinem Wasserstoff als Kraftstoff beherrschbar und nahezu ausgereift, jedoch muss die Wirtschaftlichkeit gegeben sein bzw. eine Reduktion der Kosten und Steigerung der Förderprogramme stattfinden, sodass dezentrale Anlagen auch für Haushalte realisierbar werden und nicht nur als Großprojekte umsetzbar sind. Aus der Literatur gehen keine deutlichen Zahlen und Kosten bezüglich der Wirtschaftlichkeit hervor. Aus Diesem Grund lässt sich sagen, dass derzeit Power-to-Gas auf Haushaltsebene nicht mit konventionellen Stromversorgern konkurrieren kann.

---

Abschließend sei jedoch gesagt, dass die Frage, ob sich Investitionen in erneuerbare Energien und eine emissionsfreie Stromproduktion überhaupt rentieren, sollte man idealerweise nicht stellen müssen. Die Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas als Systemlösung ist derzeit nicht gegeben, jedoch sind die Vorteile, die positive Einwirkung auf die Umwelt und die Verbesserung der Lebensqualität unübersehbar. Wird das Power-to-Gas Konzept dezentral auf Haushaltsebene übertragen, werden erneuerbare Energien den größten Anteil an der Energieversorgung einnehmen, sodass eine Minimierung der Treibhauseffekte kein ungelöstes Problem mehr darstellt.

---

## Literaturverzeichnis

- [1] C. Schenuit, R. Heuke, J. Paschke  
„Potentialatlas Power-to-Gas“, S. 1  
Deutsche Energie-Agentur, Berlin, 2016
  
- [2] D. Burger  
„Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2017“, S. 5  
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, 2018
  
- [3] M. Fishedick  
„Wie müssen die Transformationsphasen des Energiesystems aussehen?“  
Erneuerbaren Energien, Das Magazin Für Wind-, Solar- und Bioenergie  
SunMedia Verlags GmbH, Hannover, 2014  
<https://www.erneuerbareenergien.de/wie-muessen-die-transformationsphasen-des-energiesystems-aussehen/150/3882/82787/>  
Abgerufen am: 13.05.2018
  
- [4] M. Sterner  
„Systemlösung Power-to-Gas. Chancen, Herausforderungen und Stellschrauben auf dem Weg zur Marktreife“ S. 3-5  
Deutsche Energie-Agentur, Berlin, 2015
  
- [5] F. Valentin, H. von Bredow  
„Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus erneuerbaren Energien“ Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 12, S. 99-105  
EW Medien und Kongresse GmbH, Berlin, 2011
  
- [6] A. Agricola, A. Weber  
„Klimaziele erreichen mit Power-to-Gas“ S. 482  
DIV Deutscher Industrieverlag GmbH, München, 2015
  
- [7] M. Fishedick, J. Adolf  
„Energie der Zukunft - Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H<sub>2</sub>“ S. 11  
Shell Deutschland Oil GmbH, Hamburg, 2017
  
- [8] C. Wulf, J. Linßen, P. Zapp  
„Review of Power-to-Gas Projects in Europe“ S. 2  
Forschungszentrum Jülich, Jülich, 2018



- 
- [9] Autor Unbekannt (Presstext)  
„Vermarktungsstart für synthetisches Erdgas aus der Power-to-Gas Anlage Allendorf (Eder)“  
Viessmann Werke GmbH & Co. KG, Allendorf, 2015
- [10] S. Höpfner (Presstext)  
„Neues Verfahren zur Herstellung des synthetischen Kraftstoffs Audi e-gas“  
Audi MediaInfo, Kommunikation Technologie und Innovation, Ingolstadt/Allendorf, 2016
- [11] Autor Unbekannt (Presstext)  
„Schlüsseltechnologie für das Gelingen der Energiewende Power-to-Gas ermöglicht speichern regenerativer Energie“  
Viessmann Werke GmbH & Co. KG, Allendorf, 2016
- [12] Autor Unbekannt (Website)  
„Windgas Haßfurt“  
Strategieplattform Power-to-Gas  
Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin  
<http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/wind-gas-hassfurt/>  
Abgerufen am: 13.05.18
- [13] M. Sterner, I. Stadler  
„Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration“  
Springer Vieweg, Heidelberg Berlin, 2017
- [14] V. Quasching  
„Regenerative Energiesysteme“  
Hanser Verlag, 2015
- [15] M. Zapf  
„Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem“ S. 167  
Springer Vieweg, Wiesbaden, 2017
- [16] S. Geitmann  
„Energiewende 3.0 Wasserstoff und Brennstoffzelle“  
Hydrogeit Verlag, 2012
- [17] Autor Unbekannt, Verband kommunaler Unternehmen e.V.  
„Power-to-Gas - Chancen und Risiken für kommunale Unternehmen“ S. 18  
Sigillum Verlag GmbH, Berlin, 2013

- [18] M. Henel, G. Müller-Syring  
„Abschlussbericht – Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen“ S. 43  
DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., 2014
- [19] K. Görner, D. Lindenberger  
„Technologiecharakterisierungen in Form von Steckbriefen“  
Gefördert durch das Ministerium für Innovation, Wissenschaft und Forschung des Landes Nordrhein-Westfalen, 2015
- [20] H. Steinmüller, M. Koppe, P. Biegger, M. Harasek, M. Fraubaum, S. Begluk, R. Haas  
„Power-to-Gas – Eine Systemanalyse. Markt- und Technologiescounting und-analyse“  
Johannes-Kepler-Universität Linz, Montanuniversität Leoben, TU Wien, 2014
- [21] Geert Tjarks  
„PEM-Elektrolyse-Systeme zur Anwendung in Power-to-Gas-Anlagen“ S. 27  
Forschungszentrum Jülich GmbH, 2017
- [22] Autor Unbekannt, (Datenblatt)  
„EL30 Elektrolyseure – Zur dezentralen Erzeugung von Wasserstoff“  
H-Tec Systems GmbH, Lübeck  
<https://www.h2fc-fair.com/hm11/images/pdf/h-tec01-d.pdf>  
Abgerufen am: 13.05.2018
- [23] H. Buchner  
„Energiespeicherung in Metallhydriden“  
Springer-Verlag, Wien, 1982
- [24] D. Behrens  
„Wasserstofftechnologien: Perspektiven für Forschung und Entwicklung“  
DECHEMA, Deutsche Gesellschaft für Chemisches Apparatewesen, Chemische Technik und Biotechnologie e.V., Frankfurt am Main, 1986
- [25] Autor Unbekannt, (Produktkatalog)  
„Gase. Equipment. Service – Kompetenz für Labor, Umwelt und Forschung“  
Air Liquide Austria GmbH, 2003
- [26] Autor Unbekannt, (Website, Produktkatalog)  
„Reingase in Druckbehältern“  
[https://produkte.lindegase.de/reingase\\_in\\_druckbehaltern/wasserstoff\\_3.0.html](https://produkte.lindegase.de/reingase_in_druckbehaltern/wasserstoff_3.0.html)  
Abgerufen am 13.05.2018

- 
- [27] J. Lehmann, T. Luschtinetz  
„Wasserstoff und Brennstoffzellen – Unterwegs mit dem sauberen Kraftstoff“  
Springer Vieweg, 2014
- [28] P. Kurzweil  
„Brennstoffzellentechnik: Grundlagen, Komponenten, Systeme, Anwendungen“  
Springer Vieweg, Wiesbaden, 2003
- [29] Autor Unbekannt, (Website) [http://processnet.org/processnet\\_media/Wasserstoffspeicherung+in+Hydridspeichern.pdf](http://processnet.org/processnet_media/Wasserstoffspeicherung+in+Hydridspeichern.pdf)  
ProcessNet – Eine Initiative von DECHEMA und VDI-GVC, Frankfurt am Main  
Abgerufen am 13.05.2018
- [30] V. Hoffmann  
„Wasserstoff - Energie mit Zukunft“  
Verlag der Fachvereine Zürich, 1994
- [31] Autor Unbekannt, (Website) <https://www.dgs.de/fileadmin/sonnenenergie/SE-3-1986-ganz/autark-mit-Wasserstoff.PDF>  
Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.  
Präsidium der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie, Berlin  
Abgerufen am: 13.05.2018
- [32] A. Hawkes, L. Staffel, D. Brett, N. Brandon  
„Fuel cells for micro-combined heat and power generation“  
Energy & Environmental Science, 2009
- [33] P. Dodds, L. Staffel, A. Hawkes  
„Hydrogen and fuel cell technologies for heating“  
ScienceDirect, 2014
- [34] Autor Unbekannt, (Bearbeitung: ASUE-Arbeitskreis)  
„Brennstoffzellen für die Hausenergieversorgung“  
ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. 2016
- [35] Autor Unbekannt, Website (Datenblatt)  
„DachInnoGen – Eine innovative KWK Lösung für den Wärmebedarf“  
SenerTec Kraft-Wärme-Energiesysteme GmbH  
Abgerufen am: 13.05.2018

- 
- [36] Autor Unbekannt, Website-  
„HPS GmbH startet den Vertrieb für das all-in-one Energiespeichersystem Picea“  
<http://www.homepowersolutions.de/blog/hps-home-power-solutions-gmbh-startet-den-vertrieb-fuer-das-all-one-energiespeichersystem>  
HPS Home Power Solution GmbH, Berlin, 2018
- [37] T. Henning  
„Rechtliche Rahmenbedingungen der Energiespeicher und der Sektorkopplung“  
EnWG mit Strommarktgesetz, EEG 2017 und KWKG 2016  
Springer Vieweg, 2017
- [38] Mittelstead, Staser  
„Electrolyzer Membranes“  
Polymer Science: A Comprehensive References, 2012
- [39] A. Mose, J. Kellermann  
„Potentialstudie von Power-to-Gas-Anlagen in deutschen Verteilungsnetzen  
Research Gate, 2018
- [40] J. Psola  
„Betriebs- und Einsatzmöglichkeiten von Energiespeichern im Kontext einer nachhaltigen Energieversorgung“  
Cuvillier Verlag, 2016
- [41] J. Mathiak, A. Heinzl, C. Spitta  
„Wirtschaftlichkeitsanalyse zur Wasserstoffbereitstellung“  
Zentrum für Brennstoffzellentechnik GmbH, Duisburg
- [42] M. Heimberger, S. Belcuk,  
„Die Rolle dezentraler Speichertechnologien aus wissenschaftlicher und technischer Sicht am Beispiel der SIMYOSE“

## Tabellenverzeichnis

**Tabelle 1: Technische Daten der Elektrolyseure**

Springer Vieweg, 2017

„Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration“, I. Stadler,  
Seite 329

**Tabelle 2: Unterschiedliche PEM-Elektrolyseur Systeme**

Gefördert durch das Ministerium für Innovation, Wissenschaft und  
Forschung des Landes Nordrhein-Westfalen, 2015

„Technologiecharakterisierungen in Form von Steckbriefen“, K. Gör-  
ner und D. Lindenberger, Seite 89

**Tabelle 3: Technische Daten der EL30 PEM-Elektrolyseur**

Website

H-Tec Wasserstoff-Energie-Systeme-GmbH

<https://www.h2fc-fair.com/hm11/images/pdf/h-tec01-d.pdf>, Seite 2

Abgerufen am: 13.05.2018

**Tabelle 4: Wasserstoffhochdruckflaschen von Linde**

Website

Air Liquide

[https://www.airliquide.at/loesungen/produkte/equipment/geraete/docs/sk\\_atalog2003.pdf](https://www.airliquide.at/loesungen/produkte/equipment/geraete/docs/sk_atalog2003.pdf), Seite 45

Abgerufen am: 13.05.2018

**Tabelle 5: Technische Daten der Brennstoffzellentypen**

Springer Vieweg, 2016

„Brennstoffzellentechnik“

P. Kurzweil, Seite 53-212

**Tabelle 6: Leistungsdaten von Dachs InnoGen**

Website

Senertec

<https://www.senertec.de/wp-content/uploads/2017/11/Dachs-InnoGen.pdf>, Seite 2

Abgerufen am: 13.05.2018

**Tabelle 7: Technische Daten Picea**

Website

HPS Home Power Solutions GmbH <http://www.homepowersolutions.de/produkt#content>, Datenblatt

Abgerufen am: 13.05.2018

**Tabelle 8: Methodik mit den Bewertungskennziffern der einzelnen Technologien**

Eigene Darstellung

---

## Abbildungsverzeichnis

- Abb. 1: Sektorenübergreifende Systemlösung Power to Gas**  
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2013  
„Power-to-Gas. Eine Innovative Systemlösung auf dem Weg zur Marktreife“, Autor Unbekannt, Seite 5
- Abb. 2: Entwicklung der Power-to-X Projekte in Europa**  
Jülich Forschungszentrum, 2018  
„Review of Power-to-Gas Projects in Europe“, C. Wulf, Seite 8
- Abb. 3: Elektrolyseprozess**  
Website, 2017  
<https://www.automobil-produktion.de/technik-produktion/forschung-entwicklung/synthetische-kraftstoffe-loesung-oder-sackgasse-317.html>,  
W. Gomoll, Quelle: Audi
- Abb. 4: Methanisierung**  
Website, 2012  
<http://www.audi4ever.com/v2/blog/details/23847/Audi-future-energies/index.html> Autor Unbekannt, Quelle: Audi
- Abb. 5: Flüssigwasserstofftank**  
Springer Vieweg, 2015  
„Elektrochemische Speicher“, P. Kurzweizweil, Seite 477
- Abb. 7: Dachs InnoGen von SenerTec**  
Website,  
<https://www.senertec-center.de/produkte/bhkw/>
- Abb. 8: Systempfad des dezentralen Power-to-Gas Systems**  
Eigene Darstellung

**Abb. 9: Energiezentrale und saisonaler Energiespeicher**

Website,

<http://homepowersolutions.de/produkt#content>**Abb. 10: Wasserstoff 3.0 LIPAC® duo**

Website,

<https://shop.linde-gas.de/shop/de/de-ig/wasserstoff-30-lip-acduo-wasserstoff-30-lipacduo>



**Abkürzungsverzeichnis**

Nr.	Nummer
Prof.	Professor
Dr.	Doktor
M. Sc.	Master of Science
TH	Technische Hochschule
z.B.	Zum Beispiel
ggf.	Gegeben Falls
Abb.	Abbildung
SNG	synthetic natural gas
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
CNG	compressed natural gas
Bzw.	Beziehungsweise
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
CHP	combined heat and power
PEM	polymer electrolyte membrane
AEL	alkalische Wasserelektrolyse
H	Wasserstoff
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
CH <sub>4</sub>	Methan
V	Volt
H <sub>2</sub> O	Wasser
O	Sauerstoff
Ca.	Circa
L	Liter
PEMEL	polymer electrolyte membrane
SOEL, HTES	Hochtemperaturelektrolyseure
C	Celsius
KOH	Kaliumhydroxid
MW	Mega Watt
kW	Kilo Watt
H	Stunde
Fe-Co	Eisenpentacarbonyl
Ni	Nickel
m <sup>3</sup>	Kubikmeter
J	Joule
H	Höhe

---

B	Breite
T	Tiefe
mm	Millimeter
N	Newton
M	Mega
Pa	Pascal
max.	Maximal
inkl.	inklusive
USA	United states of America
LH2	Liquid Hydrogen
PtG	Power-to-Gas
u.a	unter anderem
PV	Photovoltaic
F-Cell	Fuel Cell
AFC	alkalische Brennstoffzelle
PAFC	Phosphorsäure Brennstoffzelle
BHKW	Blockheizkraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
NT-BZ	Niedertemperatur Brennstoffzelle
MPP	maximum power point
€	Euro
%	Prozent
MwSt.	Mehrwertsteuer
kWp	Kilowatt peak
P2G	Power-to-Gas
AC	Wechselstrom
DC	Gleichstrom
\$	Dollar
ct	cent

## Erklärungen

Name: Nelufar Jusefy

Matrikel-Nummer: 11080480

### Erklärung zum eigenständigen Verfassen

Hiermit erkläre ich an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig verfasst habe. Ich habe keine anderen außer den von mir angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet

Die Arbeit wurde bisher in gleicher oder ähnlicher Form keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch nicht veröffentlicht.

Köln, 14. Mai 2018

Nelufar Jusefy

### Erklärung zur Veröffentlichung

Ich bin damit einverstanden, dass meine Abschlussarbeit ausgeliehen werden darf. Sie darf von meinem Betreuer im Internet veröffentlicht werden.

Köln, 14. Mai 2018

Nelufar Jusefy

### Erklärung zu Bildrechten

Außer den im Folgenden genannten habe ich alle Bilder und Diagramme dieser Abschlussarbeit selbst erstellt.

Die Nutzungsrechte der folgenden Bilder sind mir vom Autor der Bilder persönlich/mündlich/schriftlich/per E-Mail erteilt worden:

Abb. 2: Entwicklung der Power-to-X Projekte in Europa

Für die folgenden Bilder habe ich keine expliziten Nutzungsrechte erhalten. Sie sollten daher vor einer Veröffentlichung der Arbeit unkenntlich gemacht werden.

Abb. 3: Elektrolyseprozess

Abb. 4: Methanisierung

- Abb. 5: Flüssigwasserstofftank
- Abb. 6: Dachs InnoGen von SenerTec
- Abb. 7: Systempfad des dezentralen Power-to-Gas Systems
- Abb. 8: Energiezentrale und saisonaler Energiespeicher
- Abb. 9: Prognose der spezifischen Investitionen bis 2030
- Abb. 10: Wasserstoff 3.0 LIPAC® duo

Köln, 14. Mai 2018

Nelufar Jusefy