

Wasserelektrolyse und regenerative Gase als Schlüsselfaktoren für die Energiesystemtransformation



FZ Jülich
Jürgen Mergel
j.mergel@fz-juelich.de

Einleitung

Die Energietechnik ist derzeit weltweit einem starken Wandel unterworfen. Die allgemein anerkannten Treiber sind Klimawandel, Energieversorgungssicherheit, industrielle Wettbewerbsfähigkeit und lokale Emissionen. Mit ihrem in 2010 vorgelegten Energiekonzept hat die Bundesregierung im Sinne einer umweltschonenden, zuverlässigen und bezahlbaren Energieversorgung festgelegt, dass die erneuerbaren Energien im Energiemix der Zukunft den Hauptanteil übernehmen sollen, um die auf 1990 bezogenen Reduktionen der Klimagasemissionen von 40% bis 2020, 55% bis 2030, 70% bis 2040 und 80–95% bis 2050 zu erreichen [1].



FZ Jülich
Dr. Bernd Emonts
b.emonts@fz-juelich.de

Dies wird zu einem rapiden Anstieg fluktuierender Energie aus Wind und Sonne im Stromversorgungssystem und zu einem immer größeren zeitlichen Ungleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch führen. Dabei entstehen neue Herausforderungen hinsichtlich einer deutlich flexibleren Regelung des Stromnetzes, des Transports und vor allem in Bezug auf die zuverlässige Speicherung großer Energiemengen.

Neben Druckluftspeicherkraftwerken, elektrischen und thermischen Speichern kommt dabei der Speicherung in Form von regenerativen Gasen (Power-to-Gas) wie Wasserstoff bzw. Methan eine hohe Bedeutung zu. Wie aus *Abbildung 1* ersichtlich, gibt es für Wasserstoff, der mittels Elektrolyse aus regenerativ erzeugtem Strom gewonnen wird, diese möglichen Märkte: Verkehr, direkte Rückverstromung, Methanisierung und Einspeisung ins Erdgasnetz oder stoffliche Nutzung in Industrieprozessen.

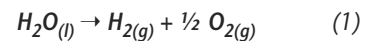
In Abhängigkeit der Einbindung von netzgebundenen Wind-Wasserstoff-Systemen sind die Anforderungen an den Elektrolyseur unterschiedlich, wobei das fluktuierende Angebot erneuerbarer Energien eine besondere Herausforderung an die Verfahrenstechnik der jeweiligen Elektrolysetechniken stellt.

Wasserelektrolyse

Die Gewinnung von Wasserstoff und Sauerstoff aus Wasser mittels Elektrolyse ist ein bereits lange bekanntes, technisches Verfahren, das seit über 100 Jahren weltweit etabliert ist. Allerdings werden weltweit momentan nur 4% des Wasserstoffs mittels Elektro-

lyse hergestellt [2]. Dies ist wirtschaftlichen Rahmenbedingungen geschuldet.

Für die elektrolytische Zerlegung von Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff



benötigt man unter Standardbedingungen (298,15 K und 1 bar) eine Reaktionsenthalpie (gleich Bildungsenthalpie des flüssigen Wassers) von $\Delta H_R = 286$ kJ/mol, was einer thermo-neutralen Spannung, dem *higher heating value (HHV)*, von $U_{th}^0 = 1,48$ V entspricht bzw. einem Energieinhalt von 3,54 kWh/Nm³. Bei dieser Spannung ist die elektrische Energie gleich der Reaktionsenthalpie ΔH° der Wasserzersetzung. Die reversible Spannung U_0 ergibt sich aus der freien Reaktionsenthalpie $\Delta G_R = 237$ kJ/mol zu

$$U_0 = \frac{\Delta G^\circ}{nF}$$

Unter Standardbedingungen (298,15 K und 1 bar) ergibt sich für $U_0 = 1,23$ V (Elektronenzahl $n=2$; Faraday-Konstante $F = 96500$ As/mol), was dem *lower heating value (LHV)* von 3,0 kWh/Nm³ entspricht.

Die Wasserzersetzung durch Elektrolyse besteht aus zwei Teilreaktionen, die durch einen ionenleitenden Elektrolyten getrennt sind. Durch die Verwendung unterschiedlicher Elektrolyte ergeben sich drei relevante Verfahren der Wasserelektrolyse, die in *Abbildung 2* zusammengefasst sind:

- alkalische Elektrolyse mit einem flüssigen, basischen Elektrolyten
- PEM-Elektrolyse (PEM: Polymerelektrolytmembran) mit einem protonenleitenden, polymeren Festelektrolyten
- Hochtemperatur-Elektrolyse mit einem Festoxid als Elektrolyt

Als kommerzielle Produkte gibt es zurzeit alkalische Elektrolyseure, die schon seit mehreren Jahrzehnten in unterschiedlichen Baureihen bis ca. 750 Nm³/h Wasserstoff verfügbar sind.

Bei PEM-Elektrolyseuren existiert eine Produktentwicklung erst seit 20 Jahren, weshalb bisher nur wenige kommerzielle Anlagen (<30 Nm³/h) auf dem Markt sind.

Die Hochtemperatur-Elektrolyse ist Gegenstand der Forschung und Entwicklung und wird aktuell von der Industrie noch nicht verfolgt. Es gibt daher noch keine kommerziellen Produkte.

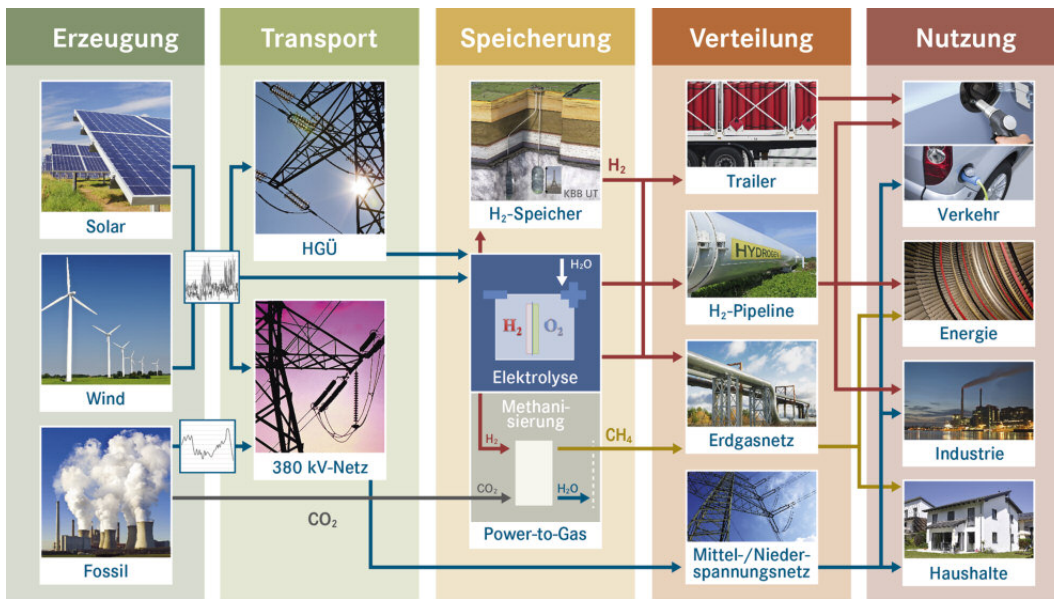


Abbildung 1
Wasserstoff als Speichermedium für erneuerbare Energien

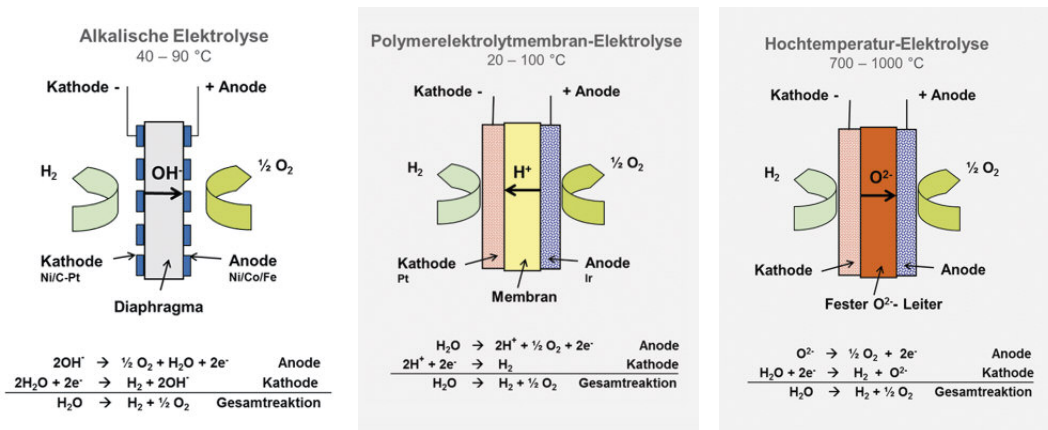


Abbildung 2
Funktionsprinzip der unterschiedlichen Arten der Wasserelektrolyse

Alkalische Wasserelektrolyse	PEM-Elektrolyse
<p>Vorteile</p> <ul style="list-style-type: none"> • etablierte Technologie • keine Edelmetallkatalysatoren • hohe Langzeitstabilität • relativ niedrige Kosten • Module bis 760 Nm³/h (3,4 MW) 	<p>Vorteile</p> <ul style="list-style-type: none"> • höhere Leistungsdichte • höherer Wirkungsgrad • einfacher Systemaufbau • gute Teillastfähigkeit • Fähigkeit zur Aufnahme extremer Überlast (Systemgrößen-bestimmend) • extrem schnelle Systemantwort für Netzstabilisierungsaufgaben • kompaktes Stackdesign erlaubt Hochdruckbetrieb
<p>Herausforderungen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Erhöhung der Stromdichten • Ausweitung Teillastbereich • Systemgröße und Komplexität („Footprint“) • Reduktion des Aufwands der Gasreinigung • Gesamtmaterialeinsatz (Stacks momentan im diverse Tonnenmaßstab) 	<p>Herausforderungen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Erhöhung der Langzeitstabilität • Scale-up Stack und Peripherie in den MW-Bereich • Kostenreduktion durch Reduktion bzw. Substitution von Edelmetallkatalysatoren und kostenintensiven Komponenten (Stromkollektoren/Separatorplatten)

Tabelle 1
Vergleich von alkalischer und PEM-Elektrolyse

Beide auf dem Markt verfügbaren Techniken haben ihre Vor- und Nachteile, woraus sich Herausforderungen insbesondere durch die Kopplung mit erneuerbaren Energien ergeben (*Tabelle 1*):

- So kommen bei der alkalischen Wasserelektrolyse im Gegensatz zur PEM-Elektrolyse keine Platingruppenmetalle als Katalysatoren zum Einsatz, jedoch sind die Stromdichten um den Faktor 5 geringer.
- Durch den Einsatz von Polymermembranen sind die Gasqualitäten und die Teillastfähigkeit der PEM-Elektrolyse gegenüber der alkalischen Elektrolyse vorteilhafter für den intermittierenden Betrieb.

Nach einer vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit initiierten Studie über den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland wächst die installierte Stromleistung für erneuerbare Energien bis 2050 auf insgesamt 179 GW, wobei 40 GW (110 TWh) für die Bereitstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse als Speichermedium und als Kraftstoff vorgesehen sind [3].

Für die Größe der Elektrolyseanlagen werden in unterschiedlichen Studien Zahlen für zentrale Anlagen in der Größenordnung von 50–130 Tonnen H₂ pro Tag angegeben, was einer Anlagengröße von etwa 100–200 MW entspricht. Für die dezentrale Herstellung von Wasserstoff ‚onsite‘ an der Tankstelle werden Anlagengrößen von 0,5–1,5 Tonnen H₂ pro Tag angegeben, was einer Anlagenleistung von etwa 1–4 MW je nach Wirkungsgrad entspricht.

Um die Technologie der Wasserelektrolyse realistisch und nachhaltig für großtechnische Anlagen der Speicherung von erneuerbaren Energien nach dem Jahr 2020 einsetzen zu können, sind ausgehend vom Stand der Technik neben einem Scale-up der Anlagengrößen in den MW-Bereich weitere Technologieschritte erforderlich, um die Leistungsdichten zu erhöhen, die Stabilität zu verbessern und die Kosten zu reduzieren.

Kurz- und mittelfristig wird sicherlich die heute schon recht ausgereifte Technik der alkalischen Elektrolyse den steigenden Bedarf an Elektrolyse-Wasserstoff decken, wobei dafür noch Entwicklungs- und Optimierungsbedarf hinsichtlich der Ausweitung der Teillastfähigkeit und der Erhöhung der Leistungsdichte besteht.

Langfristig wird die PEM-Elektrolyse eine größere Rolle spielen, da sie durch ihre Vorteile gegenüber der alkalischen Elektrolyse (*Tabelle 1*) insbesondere für flexible, größere Anwendungen >1 MW interessant

ist. Jedoch muss dazu ein Scale-up der Elektroden- bzw. Zellfläche auf mehr als 1.000 cm² erfolgen, die Langzeitstabilität erhöht werden und die noch recht hohen Investitionskosten von mehr als 2.000 €/kW für PEM-Elektrolyseure müssen drastisch gesenkt werden. Hierzu gehört die weitgehende Substitution der Edelmetallkatalysatoren bei gleichbleibenden Leistungswerten ebenso wie die Reduktion der Kosten für Stackkomponenten wie Stromkollektoren und Separatorplatten.

Potenziale für Power-to-Gas in Deutschland

Die bestehende Gasinfrastruktur bietet große technische Potenziale für eine Aufnahme von so genanntem Power-to-Gas, d. h. Wasserstoff (H₂) bzw. synthetisches Methan (SNG), das mittels Elektrolyse (plus ggf. Methanisierung) möglichst aus überschüssigem regenerativem Strom gewonnen wird. Dazu gehören geeignete Gasspeicher (Salzkavernen) sowie die Gasleitungen selber.

Die Salzkavernen liegen überwiegend in Norddeutschland und damit in der Nähe großer installierter Windkraftleistungen als auch künftiger Ausbaupotenziale, insbesondere auf der Nordsee. Sie weisen insgesamt (inkl. aktuell projektierte Aus- und Neubauten) ein Arbeitsgasvolumen von ca. 12,5 Mrd. m³ und eine maximale tägliche Einspeiserate von ca. 147 Mio. m³ für Erdgas (bzw. SNG) auf [4]. Dies entspricht für eine angestrebte Zumischgrenze von 10 vol-% an H₂ und je nach Wirkungsgrad alkalischer Elektrolyseure einer möglichen Stromabnahme (Speicherung) von 6 bis 9 Mrd. kWh_{el} pro Zyklus bzw. maximal 70 bis 110 Mio. kWh_{el} pro Tag (ca. 2,9 bis 4,6 GW_{el-Wind} im Nennlastbetrieb). Die im Jahr 2010 abgeregelte Menge an Windstrom beträgt zum Vergleich insgesamt weniger als 130 Mio. kWh_{el}, Tendenz allerdings stark steigend.

Die größeren Speicherkapazitäten für Power-to-Gas bestehen jedoch in den Gasleitungen, besonders auf der Transportebene. Durch sie wird bisher eine Energiemenge von etwa 900 Mrd. kWh_{Gas} pro Jahr (ohne Transitmengen) an die Endkunden geliefert, was bei einer Zumischung von 10 vol-% an H₂ theoretisch eine Aufnahmekapazität von etwa 41 bis 63 Mrd. kWh_{el} an (Überschuss-)Strom entspricht.

Die künftig tatsächlich realisierbaren Aufnahme- und Speicherkapazitäten hängen jedoch dynamisch von vielen weiteren Faktoren ab wie z. B. Betriebsstrategien von Gasleitungen und -speichern, Realisierungsgrad der politisch angestrebten Primärenergieeinsparungen, Entwicklung und Auslastung der

Gasinfrastruktur, Entwicklung der Gasverbrauchstechnologien und der möglichen H₂-Konzentrationsgrenzen sowie nicht zuletzt von der Entwicklung der Strom- und Gasmärkte und ihres Designs. Zudem ist für eine weitere Abschätzung des möglichen Anwendungspotenzials der Technologie sowohl die Frage nach der zeitlich und räumlich aufgelösten Verfügbarkeit des Speicherstroms relevant, als auch die entsprechende Nachfrage nach einer Nutzung des Speichergases.

Bezüglich der Verfügbarkeit von Speicherstrom sind insbesondere regenerative Stromüberschüsse ein wichtiges Kriterium, über welches sich ein möglicher Anwendungsbereich für Power-to-Gas-Anlagen ableiten lässt. Einfluss auf die Höhe der Stromüberschüsse haben verschiedene Faktoren. In den nächsten Jahren wird hier der Fortschritt des Netzausbaus im Verhältnis zum Ausbau der fluktuierenden EE-Stromerzeugung einen besonders hohen Einfluss haben, da hierdurch lokale Überschüsse aufgrund von nicht übertragbarer Leistung entstehen. Mit zunehmendem EE-Ausbau werden auch deutschlandweite Stromüberschüsse immer häufiger auftreten. Welche Strommengen tatsächlich von der Power-to-Gas-Technologie verwertet werden, hängt auch von der Marktdurchdringung weiterer Ausgleichsmaßnahmen ab, die ebenfalls günstigen Strom zu Überschusszeiten verwenden können.

Abbildung 3 zeigt die Notwendigkeit zur Verlagerung von fluktuierender EE-Erzeugung am Beispiel einer Szenariorechnung der BMU-Leitstudie 2011 [3] für das Szenariojahr 2050. Wie insbesondere aus der Jahresdauerlinie (Abbildung 3b) ersichtlich, werden Stromüberschüsse hier von Pumpspeichern, elektrischen Heizstäben und Elektrolyseuren verwertet. Insgesamt weist die deutschlandweite Residuallast nach

Einsatz verschiedener Verbraucher im Lastmanagement überschüssige Strommengen von 44 TWh auf, wovon unter den für die Simulation gesetzten Annahmen 25 TWh von der Power-to-Gas-Technologie verwertet werden.

In einer nachfragegetriebenen Simulationsrechnung können die Einsatzzahlen für Power-to-Gas erheblich abweichen. Besteht z. B. eine vorgegebene Nachfrage nach EE-Kraftstoffen, so wird der Anwendungsbereich für Power-to-Gas auch hiervon entscheidend beeinflusst. In diesem Zusammenhang spielt auch die Entwicklung der Infrastruktur im Verkehrssektor eine wichtige Rolle. So müssen z. B. Elektrolyseure an dezentrale Wasserstofftankstellen auch nichtüberschüssige Strommengen verwenden, um die Kraftstoffnachfrage zu decken, während dies bei der Nutzung zentraler Wasserstoffspeicher nicht notwendig ist.

Insgesamt bietet die Gasnetzinfrastruktur in Kombination mit der Power-to-Gas-Technologie ein hohes Potenzial zur Ausgestaltung eines regenerativen Energiesystems. Wie umfangreich die Nachfrage nach regenerativem Speichergas und damit auch der Power-to-Gas-Technologie tatsächlich sein wird, hängt insbesondere von der wirtschaftlichen Umsetzung des Konzeptes ab.

Zusammenfassung

Der Ausbau regenerativer Energieerzeugungskapazität wird zu einem rapiden Anstieg fluktuierender Energie aus Wind und Sonne im Stromversorgungssystem führen, wodurch neue Herausforderungen hinsichtlich der Speicherung großer Energiemengen entstehen.

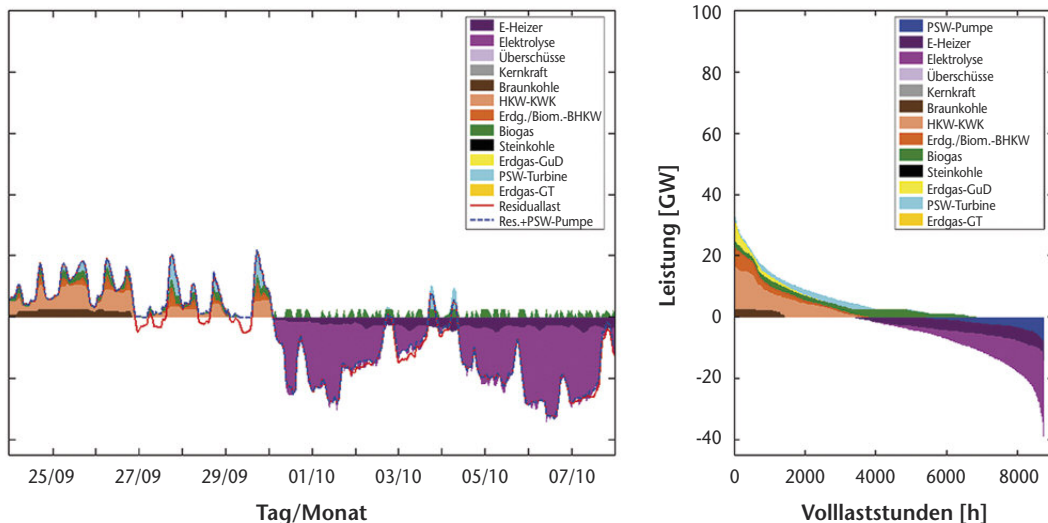


Abbildung 3
Kraftwerkseinsatz und Stromüberschüsse im Szenario A der BMU-Leitstudie für das Jahr 2050 [3]
a) Exemplarischer Verlauf über zwei Wochen
b) Jahresdauerlinie

Neben elektrischen und thermischen Speichern kommt dabei der chemischen Speicherung durch Power-to-Gas, d. h. in Form von Wasserstoff bzw. synthetischem Methan, das mittels Elektrolyse (plus ggf. Methanisierung) gewonnen wird, eine hohe Bedeutung zu. Im Vergleich zu der direkten Einspeisung ins Erdgasnetz oder Einspeisung von Methan nach vorhergehender Methanisierung bietet die Nutzung des Wasserstoffs im Verkehr in hoch effizienten Brennstoffzellenantrieben die größte CO₂-Ersparnis.

Um die Wasserelektrolyse realistisch und nachhaltig in den Massenmärkten der Wasserstoffherzeugung mittels regenerativ erzeugtem Überschussstrom nach dem Jahr 2020 einsetzen zu können, sind aber Forschungen an Materialien wie alternativen Katalysatoren und Membranen, sowie weitere Technologieschritte erforderlich, um die Leistungsdichten zu erhöhen, die Stabilität und Teillastfähigkeit zu verbessern sowie die zu hohen Kosten der aktuell eingesetzten Elektrolyseure zu reduzieren.

Literatur

- [1] BMWi, BMU: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin: BMWi, BMU; 2010.
- [2] Wöhrle D.: Wasserstoff als Energieträger – eine Replik. Nachrichten aus Chemie, Technik und Laboratorium. 1991;39:1256-66.
- [3] BMU: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. 2012.
- [4] GIE – Gas infrastructure europe 2012: GSE Storage Map. (Version: Mai 2012); <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/gse-storage-map>; Zugriff am 20.09.12