

Technologievergleich AEL PEMEL

Stand: 16.05.24

Auftraggeber

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrttechnik (DLR)

Verfasser

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung

Baden-Württemberg (ZSW)

Fachgebiet Regenerative Energieträger und Verfahren (REG)

Verena Kindl (M.Sc.), Oliver Herrlein, Dipl.-Ing. Stefan Steiert, Dr. Marc-Simon Löffler

Kurzfassung

Für den Ausgleich fluktuierender Stromerzeugung und zur Erzeugung eines klimaneutralen Energieträgers wird die Technologie der Wasserelektrolyse ein zentraler Baustein für den aktuellen Umbau des bestehenden Energiesystems darstellen. Bei den heute marktreif verfügbaren Technologien der Wasserelektrolyse dominieren insbesondere zwei Verfahren – die alkalische Elektrolyse (AEL) und die Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse (PEMEL).

Diese Studie gibt eine anschauliche Übersicht über technische Eigenschaften sowie spezifische Vor- und Nachteile dieser beiden Technologien.

Zu Beginn werden die theoretischen Grundlagen der Wasserelektrolyse allgemein sowie der AEL und der PEMEL dargestellt und der grundsätzliche Aufbau von Zellen, Blöcken und Gesamtanlagen sowie die eingesetzten Materialien erläutert.

Für den technischen Vergleich standen den Autoren Betriebsdaten einer kommerziellen 1 MW-AEL-Anlage zur Verfügung, die hinsichtlich Wirkungsgraden, dynamischem Betrieb (Lastwechsel), Anlagenstartverhalten sowie H₂-Rohgasqualitäten ausgewertet wurden. Für die PEMEL wurde auf Literaturdaten und wissenschaftliche Abschlussberichte zurückgegriffen und mit den AEL-Daten verglichen.

Darüber hinaus wurde auf Basis von Literaturdaten eine Übersicht über aktuelle Kosten und Skalierungsperspektiven erarbeitet. Zusammenfassend wurden schließlich spezifische Vor- und Nachteile der PEMEL und der AEL erarbeitet und gegenübergestellt.

Abstract

Water electrolysis technology will be a key component in the current restructuring of the existing energy system in order to balance out fluctuating electricity generation and produce a climate-neutral energy source. Two processes in particular dominate the water electrolysis technologies available on the market today - alkaline electrolysis (AEL) and polymer electrolyte membrane electrolysis (PEMEL).

This study provides a clear overview of the technical characteristics and specific advantages and disadvantages of these two technologies.

At the beginning, the theoretical basics of water electrolysis in general as well as AEL and PEMEL are presented and the basic structure of cells, blocks and complete plants as well as the materials used are explained.

For the technical comparison, the authors had access to operating data from a commercial 1 MW AEL plant, which was analysed in terms of efficiency, dynamic operation (load change), plant start-up behaviour and H₂ raw gas qualities. Literature data and final scientific reports were used for the PEMEL and compared with the AEL data.

In addition, an overview of current costs and scaling perspectives was compiled on the basis of literature data. Finally, specific advantages and disadvantages of the PEMEL and the AEL were summarised and compared.

Inhalt

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis	4
1 Einleitung und Motivation	6
2 Theoretische Grundlagen.....	7
2.1 Wasserelektrolyse allgemein	7
2.1.1 Übersicht über verschiedene Elektrolýsetechnologien	7
2.1.2 Thermodynamik der Wasserelektrolyse	8
2.1.3 Faraday-Gesetz	9
2.1.4 Zellspannung	10
2.2 Grundlagen AEL	11
2.3 Grundlagen PEMEL	17
3 Technologievergleich	23
3.1 Definition Wirkungsgrade.....	23
3.2 Datengrundlage	25
3.2.1 AEL	25
3.2.2 PEMEL.....	27
3.3 Technologievergleich	30
3.3.1 Nennlast- und Teillast- bzw.- Überlast-Performance	30
3.3.2 Dynamische Betriebsweise.....	34
3.3.3 Anlagenstartverhalten	37
3.3.4 Gasqualität Rohwasserstoff.....	38
3.3.5 Betriebs- und Performance-Kennwerte aus der Literatur	39
3.3.6 Kosten und Skalierungsperspektiven	40
3.3.7 Spezifische Vor- und Nachteile der beiden Technologien	45
4 Ausblick.....	47
5 Abbildungsverzeichnis	48
6 Tabellenverzeichnis	49
7 Literaturverzeichnis	50

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzung	Bezeichnung
(aq)	<i>aqueous</i>
AEL	Alkalische Elektrolyse
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve
Al	Aluminium
AMEL	Anionen-Austauscher-Membran-Elektrolyse
BBP	Bipolarplatte
BNEF	BloombergNEF
BOP	<i>Balance of Plant</i>
BW	Baden-Württemberg
cm	Zentimeter
DC	<i>Dicrect Current</i> oder Gleichstrom
DC01	unlegierter Qualitätsstahl (1.0330)
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrttechnik
EPDM	Ethylen-Propylen-Dien-Kautschuk
e ⁻	Elektron
el	elektrisch
F	Faraday-Konstante
FCR	Frequency Containment Reserve
FKM	Fluorkautschuk-Mischung
(g)	<i>gaseous</i>
ΔG	Gibbs-Energie (auch freie Enthalpie)
Gew.-%	Gewichtsprozent
GR	Gleichrichter
GW	Gigawatt
h	Stunde
H ⁺	Proton
ΔH	Enthalpie
H ₂	Wasserstoff
H ₂ O	Wasser
HHV	<i>Higher Heating Value</i> oder Brennwert
HTEL	Hochtemperatur-Elektrolyse
Hz	Hertz
ISE	Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme
KOH	Kaliumhydroxid (Kalilauge)
I	Elektrischer Strom
(l)	<i>liquid</i>
m	Masse
mA	Miliampere
MEA	Membran-Elektroden-Einheit

μm	Mikrometer
mg	Miligramm
Mo	Molybdän
MW	Megawatt
n	Stoffmenge
Ni	Nickel
Nm^3	Normkubikmeter
O_2	Sauerstoff
OH^-	Hydroxyl-Ion
Ω	Ohm
P	Leistung
PBI	Polybenzimidazol
PEEK	Polyetheretherketon
PEMEL	Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse
PESU	Polyethersulfon
PFAS	Per- und polyfluorierte Alkylsubstanzen
PPE	Polyphenylenether
PPO	Polyphenylenoxid
PPS	Polyphenylensulfid
PRL	Primärregelleistung
PSU	Polysulfon
Pt	Platin
PTFE	Polytetrafluoroethylene (auch Teflon)
PtG	Power-to-Gas
PTL	<i>Porous Transport Layer</i>
Q	Elektrische Ladung
ΔQ	Wärmebedarf
RuO_2	Ruthenium-Oxid
ΔS	Entropie
SRL	Sekundärregelleistung
t	Zeit
T	Absolute Temperatur
U_0	Zersetzungsspannung
U_{th}	Thermoneutrale Spannung
UEG	Untere Explosionsgrenze
USA	<i>United States of America</i>
V	Volt
Vol.-%	Volumenprozent
z	Ladungszahl
Zirfon	Zirkoniumdioxid mit Polysulfon
ZrO_2	Zirkoniumdioxid

1 Einleitung und Motivation

Im Zuge der voranschreitenden Problematik des Klimawandels und den damit einhergehenden, erheblichen Risiken für das Öko- und Gesellschaftssystem der Erde haben verschiedene Institutionen sowie die große Mehrheit der globalen Nationen sich dazu bekannt, Maßnahmen zur Reduktion der Emission von Treibhausgasen zu ergreifen. Die Energiewende stellt eine dieser Maßnahmen dar und beschreibt die Dekarbonisierung des Energieversorgungssystems mit Hilfe von Erneuerbaren Energieträgern. Diese sind direkt gekoppelt an lokale, sowie globale Wetter- und Klimaverhältnisse und gehen somit einher mit zeitabhängigen Fluktuationen. Für den Ausgleich dieser Fluktuationen kann die Erzeugung von Wasserstoff mittels Wasserelektrolyse dienen. Dazu besteht in vielen weiteren Sektoren bereits ein hoher Grundbedarf an Wasserstoff, der bisher zum Großteil mittels treibhausgasemittierender Verfahren (insb. Dampfreformierung von Erdgas) gewonnen wird. Die Technologie der Wasserelektrolyse wird somit zentraler Baustein sein für die Kompensation von Fluktuationen eines ökologisch nachhaltigen Energieversorgungssystems, die Dekarbonisierung der bisherigen Verfahren zur Wasserstoffgewinnung und die damit einhergehende Kopplung verschiedener Sektoren.

Bei den heute marktreif verfügbaren Technologien der Wasserelektrolyse dominieren insbesondere zwei Verfahren – die alkalische Elektrolyse (AEL) und die Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse (PEMEL).

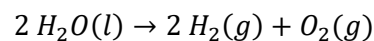
Diese Studie soll eine anschauliche Übersicht über technische Eigenschaften wie beispielsweise Regelbereiche oder Wirkungsgrade der beiden Elektrolyse-Technologien AEL und PEMEL bereitstellen.

2 Theoretische Grundlagen

2.1 Wasserelektrolyse allgemein

Grundsätzlich beschreibt die Wasserelektrolyse die Aufspaltung von Wasser in seine Einzelteile Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) mittels Einwirken elektrischen Stroms. Sie verläuft endotherm und ist als gegenteilige Reaktion zur bekannten, exothermen Knallgasreaktion zu verstehen, bei der sich Wasserstoff und Sauerstoff unter Abgabe von Energie zu Wasser zusammenfügen.

Unabhängig von der Wahl der Elektrolysetechnologie findet bei der Spaltung von Wasser mittels Elektrolyse grundlegend folgende Reaktion statt:



Die verschiedenen Elektrolysetechnologien unterscheiden sich hinsichtlich der Einzelreaktionen an Anode und Kathode. Diese Einzelreaktionen werden in den Kapiteln 2.2 und 2.3 erläutert.

Die Spaltung des Wassers in seine Bestandteile Sauerstoff und Wasserstoff findet in den einzelnen Elektrolysezellen statt, die technisch zu einem Elektrolysestapel bzw. Elektrolysestack verbunden wurden, der aus scheibenförmigen, einzeln aneinandergereihten Zellen besteht.

2.1.1 Übersicht über verschiedene Elektrolysetechnologien

Die bisher bekannteste und am meisten etablierte Form der Wasserelektrolyse ist die **alkalische Elektrolyse (AEL)** (Schmidt T. , 2022). Sie erhielt bereits Mitte des 20. Jahrhunderts Marktreife und wird für Elektrolyse-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 130 MW verwendet (Lange, Klose, Lippmann, & Urbas, 2023). Besonderheit der AEL ist, dass eine wässrige Kalilauge als Elektrolyt verwendet wird. Vorteile dieser Technologie sind insbesondere der hohe technologische Reifegrad und die daraus resultierenden, vergleichsweise niedrigen Investitionskosten gepaart mit verhältnismäßig hoher Langzeitstabilität (Nasser, Megahed, Ookawara, & Hassan, 2022), (Holst, Aschbrenner, Smolinka, Voglstätter, & Grimm, 2021).

Die zweite, in dieser Studie betrachtete Elektrolyse-Technologie, ist die „**Polymer-Elektrolyt-Membran**“, beziehungsweise „**Protonen-Austausch-Membran**“ (**PEMEL**). Hauptmerkmal der PEMEL ist die Benutzung eines festen Elektrolyts, der von Wasser umspült wird und einer festen Membran, die Anode und Kathode räumlich voneinander trennt. Die PEMEL ist im Vergleich zur AEL eine eher junge Technologie und geht aus diesem Grund und wegen Verwendung kritischer Rohmaterialien (insb. Iridium, Titan, Platin) bisher mit eher höheren Investitionskosten einher. Dafür besitzt die PEMEL ein gutes Lastwechselverhalten und kann somit schnell auf Schwankungen der zugeführten Energiemenge reagieren und gut in Teillast

arbeiten. (Holst, Aschbrenner, Smolinka, Voglstätter, & Grimm, 2021), (Buttler & Spliethoff, 2017), (Nasser, Megahed, Ookawara, & Hassan, 2022)

Weitere Elektrolysetechnologien sind die **Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL)** und die **Anionen-Austauscher-Membran-Elektrolyse (AEMEL)**.

Die **HTEL** unterscheidet sich im Kern von den in dieser Studie näher betrachteten Elektrolyseverfahren (AEL und PEMEL) in der Temperatur des zu spaltenden Wassers: Dieses liegt bei der HTEL als heißer Dampf vor. Die HTEL kann gegenüber den hier näher analysierten Elektrolysetypen nur dann Vorteile hinsichtlich der Effizienz aufweisen, wenn die benötigte Hitze, beziehungsweise der benötigte Wasserdampf bereits aus anderen Prozessen zur Verfügung steht (z.B. Abwärme) (Lange, Klose, Lippmann, & Urbas, 2023). Auch weist diese Technologie vergleichsweise hohe Degradationsraten auf (Lange, Klose, Lippmann, & Urbas, 2023) (Lettenmeier, 2019) und verfügt damit über geringere öffentliche Aufmerksamkeit hinsichtlich der zukünftigen technischen Herausforderungen.

Die **AEMEL** beschreibt den Versuch, die Vorteile der AEL und PEMEL zu vereinen: Anders als bei der AEL, trennt eine feste Membran die Anode von der Kathode, was höhere Druckunterschiede und damit höhere Wirkungsgrade erzielen lässt. Dabei werden, im Unterschied zur PEMEL, keine kritischen Rohstoffe für Anode und Kathode benötigt (Lange, Klose, Lippmann, & Urbas, 2023).

Die beiden Technologien der HTEL und AEMEL sind noch nicht vollständig großtechnisch am Markt etabliert und werden aus diesem Grund in dieser Studie nicht näher betrachtet.

2.1.2 Thermodynamik der Wasserelektrolyse

Die Wasserelektrolyse ist eine endotherme Reaktion. Das bedeutet, dass sie nicht selbstauslösend ist und nur unter ständiger Energiezufuhr stattfindet. Das Verhältnis dieser Energiezufuhr wird üblicherweise mit folgendem Diagramm dargestellt:

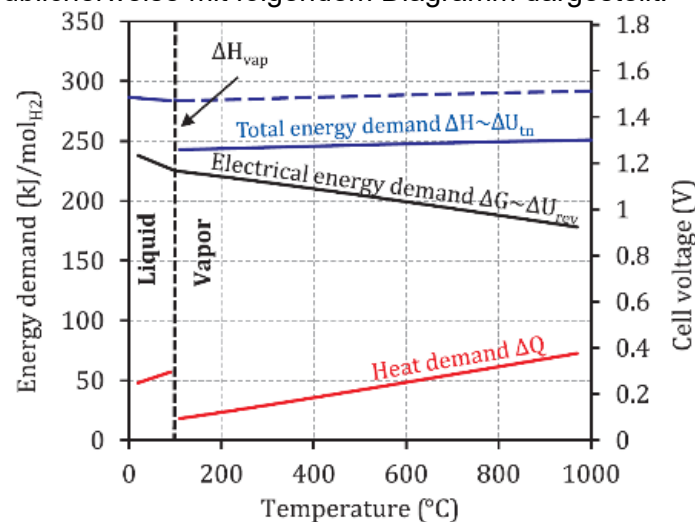


Abbildung 2-1: Benötigte Gesamtenergie (ΔH), elektrische (ΔG) und thermische (ΔQ) Energie eines idealen Elektrolyseprozesses als Funktion der Temperatur (Buttler & Spliethoff, 2017)

Abbildung 2-1 beschreibt den Energiebedarf nach Energieform (thermisch oder elektrisch) eines idealen Elektrolyseprozesses als Funktion der Prozesstemperatur, wobei die Zellspannung mit der in der Elektrolysezelle auftretenden Leistung direkt verknüpft ist. Dabei gilt

$$\Delta H = \Delta G + \Delta Q = \Delta G + T \cdot \Delta S$$

Eine der Haupteigenschaften ist, dass der Bedarf an elektrischer Energie bei gleicher Zellspannung sinkt, wenn die Wärmezufuhr zunimmt. Der Gesamtenergiebedarf (also die Summe aus zugeführter thermischer und elektrischer Energie) nimmt mit steigender Prozesstemperatur nur in geringem Maße zu. (Buttler & Spliethoff, 2017).

2.1.3 Faraday-Gesetz

Das Faraday-Gesetz bietet die Grundlage für die oben dargestellten, thermodynamischen Zusammenhänge des Elektrolysevorgangs. Es setzt die abgeschiedene Stoffmenge in proportionalen Zusammenhang mit der durch den Elektrolyten transportierten Ladungsmenge und beschreibt damit einen für die Technologie der Elektrolyse grundlegenden Zusammenhang. Insbesondere relevant wird es auch bei späterer Analyse der Wirkungsgrade des Elektrolyse-Prozesses, wie beispielsweise des Faraday-Wirkungsgrads. Es gilt:

$$Q = n * z * F$$

<i>Q</i>	Ladung
<i>F</i>	Faraday-Konstante 9.648533 C/mol
<i>n</i>	Stoffmenge
<i>z</i>	Ladungszahl

Die Faraday-Konstante beschreibt somit im Fall der Wasserelektrolyse die Ladungsmenge, die für die Abscheidung eines Mols Wasserstoff benötigt wird.

Mit dem Zusammenhang

$$I = \Delta Q / \Delta t$$

wird eindeutig, dass der Strom in der Elektrolysezelle direkt proportional zur produzierten Stoffmenge an Sauerstoff und Wasserstoff ist.

2.1.4 Zellspannung

Die theoretische Mindestspannung für den idealen Elektrolyseprozess ist bekannt als **Zersetzungsspannung** U_0 . (englisch: **reversible cell voltage** U_{rev}). Sie kann aus der Verknüpfung der obigen Gleichungen bei Standardbedingungen berechnet werden als

$$U_0 = \frac{\Delta G}{zF} = 1.23 \text{ V}$$

Die Zersetzungsspannung U_0 beinhaltet in ihrer Berechnung die freie Reaktionsenthalpie $\Delta_R G_m^\ominus$ und bezieht somit die bereits vorhandene Umgebungstemperatur mit ein. Wird diese Umgebungstemperatur nicht miteinbezogen, muss die Differenz durch die elektrische Energie ausgeglichen werden. Die benötigte Spannung ist dann definiert als **thermoneutrale Spannung** U_{th} und kann bei Standardbedingungen berechnet werden als

$$U_{th} = \frac{\Delta H}{zF} = 1.48 \text{ V}$$

In der Realität muss in einer Elektrolyse-Zelle in Abhängigkeit der jeweiligen Stromdichte aufgrund von verschiedenen Überspannungen an den Elektroden Werte eine höhere Spannung als U_{th} angelegt werden. Dabei unterscheidet man folgende Arten von Überspannungen (Sternier & Stadler, 2014):

- Aktivierungsüberspannungen an Kathode und Anode
- Innenwiderstand der Zelle (Ohmsche Überspannungen)
- Konzentrationsüberspannungen

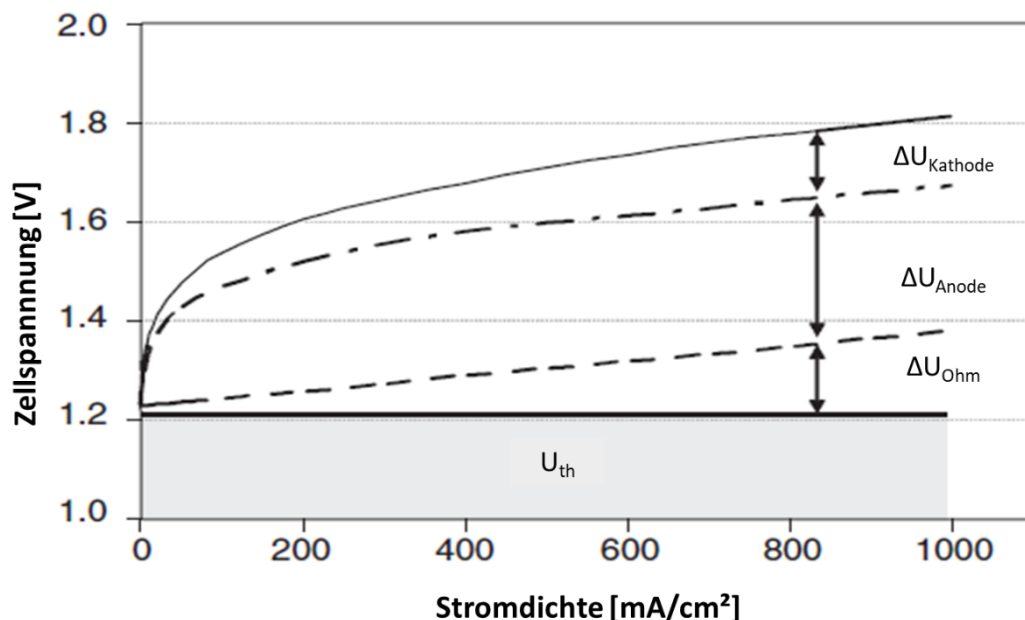
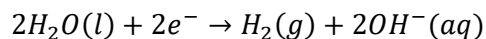


Abbildung 2-2: Schematische Darstellung der realen Zellspannung in Abhängigkeit der Stromdichte. Eigene Darstellung nach (Smolinka, Water Electrolysis, 2009)

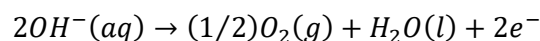
2.2 Grundlagen AEL

Für die H_2 -Erzeugung bei der AEL werden zwei Elektroden (Kathode und Anode) benötigt, die voneinander getrennt und von einem elektrisch leitfähigen, wässrigen Elektrolyten umgeben sind. Hierfür wird üblicherweise in Wasser gelöstes Kaliumhydroxid, auch Kalilauge ($KOH_{(aq)}$) genannt, verwendet. Wird an die beiden Elektroden eine Spannung angelegt, so geschieht über den Elektrolyten ein Ladungsaustausch und zwischen den Elektroden und dem Elektrolyten entsteht ein Gleichstromkreis. Liegt die angelegte Spannung oberhalb der Zersetzungsspannung, so wird das Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff gespalten.

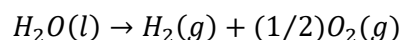
An der negativ geladenen Kathode findet die Reduktion der Wassermoleküle statt. Es entstehen unter der Aufnahme von Elektronen Hydroxidionen (OH^-) und Wasserstoffmoleküle (H_2).



Die entstandenen Wasserstoffmoleküle werden aus der Zelle abgeführt. Die Hydroxidionen wandern aufgrund der Spannungsdifferenz zwischen den Elektroden durch die Membran, die die beiden Gasräume voneinander trennt. An der positiv geladenen Anode findet dann die Oxidation der Hydroxidionen statt. Es entstehen unter der Abgabe von Elektronen Sauerstoffmoleküle und Wasser:



Insgesamt betrachtet findet also die folgende Redox-Reaktion statt:



Der Elektrolyt fungiert als elektrisches Leitmittel, nimmt jedoch nicht an der Reaktion teil und wird somit auch nicht verbraucht. Bei einem kontinuierlichen technischen Prozess muss lediglich Wasser, das elektrolysiert wurde, nachgespeist werden.

Der Aufbau einer einzelnen AEL-Zelle besteht im Wesentlichen aus zwei Halbzellen, die durch ein poröses Diaphragma getrennt sind, das für den Ladungsträger, die Hydroxid-Ionen, durchlässig ist, gleichzeitig aber eine Vermischung der Produktgase weitgehend verhindert, jedoch einen Gasübertritt (Gas Cross Over) nie ganz verhindern kann (Holst, Aschbrenner, Smolinka, Voglstätter, & Grimm, 2021). Abbildung 2-3 zeigt die schematische Darstellung einer AEL-Zelle.

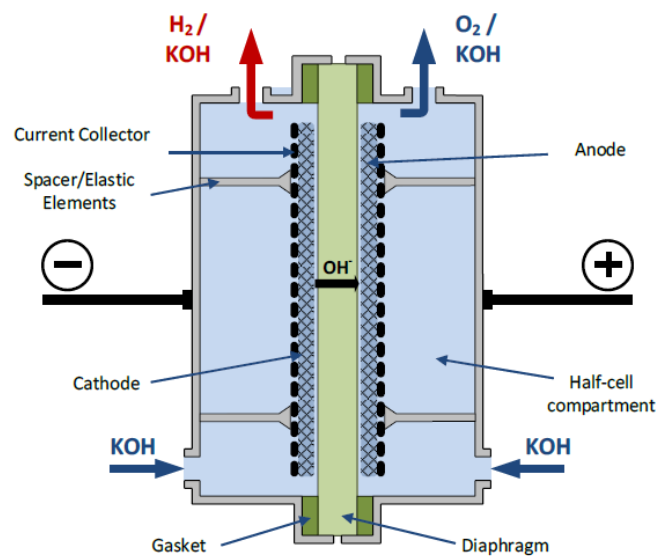


Abbildung 2-3: Schematische Darstellung einer AEL-Zelle nach (Holst, Aschbrenner, Smolinka, Voglstätter, & Grimm, 2021)

Die technische Umsetzung der Wasserstoffproduktion erfolgt durch die Verschaltung von einzelnen Elektrolysezellen zu einem Elektrolyseblock (engl. stack). Die Zellen sind dabei elektrisch in Reihe, verfahrenstechnisch jedoch parallel miteinander verschaltet. Abbildung 2-4 zeigt eine schematische Darstellung eines AEL-Blocks.

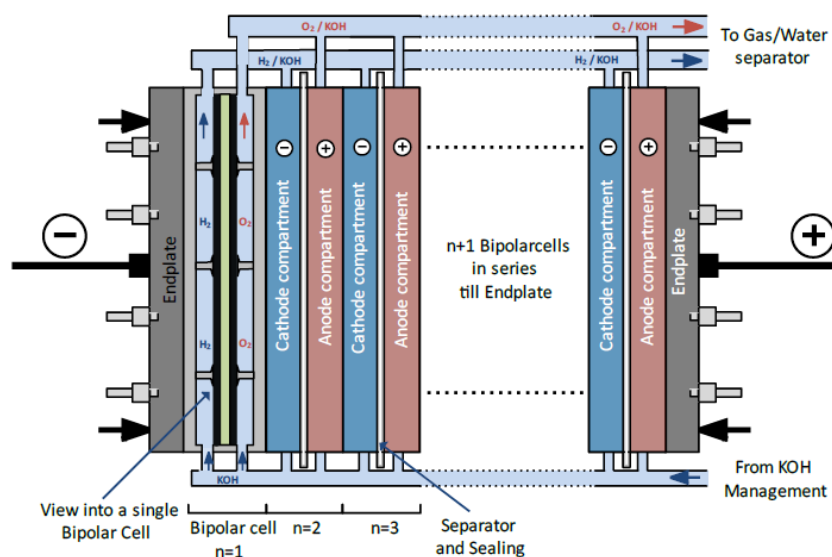


Abbildung 2-4: Schematische Darstellung eines AEL-Blocks nach (Holst, Aschbrenner, Smolinka, Voglstätter, & Grimm, 2021)

Ein Elektrolyseblock stellt zwar die Hauptkomponente einer Elektrolyse-Anlage dar, es werden jedoch zusätzliche Komponenten, die sog. Balance of Plant (BOP) für den Betrieb benötigt. Abbildung 2-5 zeigt die schematische Darstellung einer atmosphärischen AEL-Anlage. In der Realität unterscheiden sich die einzelnen Anlagen in verschiedenen Punkten.

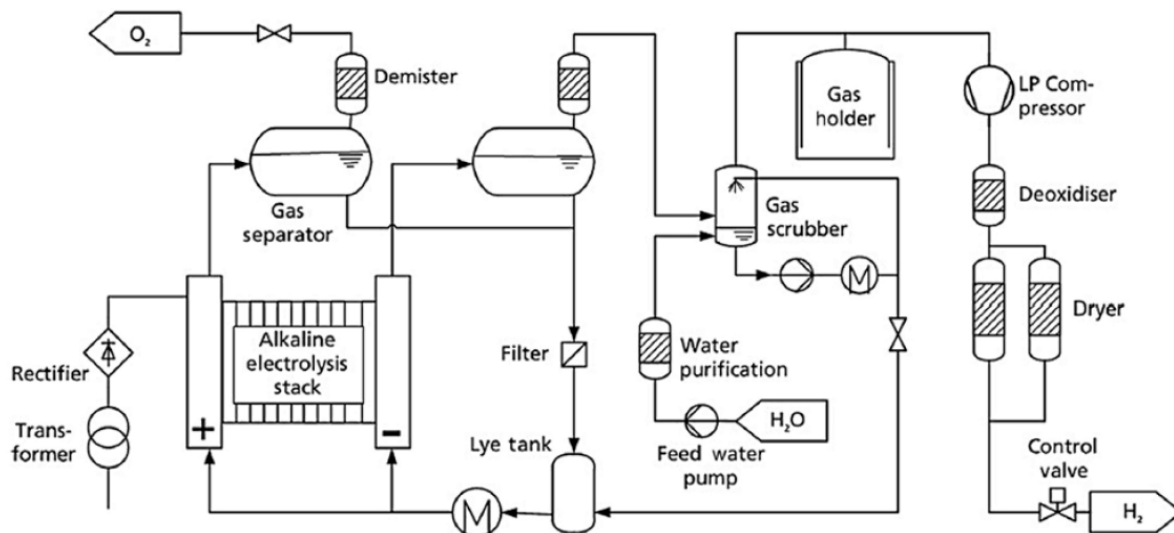


Abbildung 2-5: Schematische Darstellung einer AEL-Anlage nach (Holst, Aschbrenner, Smolinka, Voglstätter, & Grimm, 2021)

Eingesetzte Materialien

Bei der AEL – Elektrolyse wird ein flüssiger alkalischer Elektrolyt in Form einer 30-Gewichtsprozentigen Kalilauge (30 Gew.-%) eingesetzt. Die Anforderungen an die Materialien werden daher vor allem von einer Beständigkeit gegen heißes alkalisches Milieu bestimmt. Insbesondere bei Druckanwendungen werden aufgrund der oxidativen Wirkung von Sauerstoff die Anforderungen verschärft.

Katalysatoren

Der große Vorteil der alkalischen Elektrolyse ist auch die Eignung von Nicht-Edelmetallen als Katalysatoren. So hat sich aufgrund der hohen Aktivität gegenüber beiden Halbzellreaktionen, einem geringen Lösungsvermögen sowie geringen Anschaffungskosten Nickel als geeignetes Material für die Anoden bzw. Kathodenseite herausgestellt (Li, Walsh, & Pletcher, 2011) (Pletcher, Li, & Wang, 2012). Mit Legierungszusätzen von Eisen und Molybdän zum Nickel kann die katalytische Aktivität und Langlebigkeit erhöht werden (Panero, 2009). Die Firma Hydrotechnik hat auf der Kathode reine Stahlelektroden aus DC 01 eingesetzt und auf der Anodenseite vernickeltes Stahlblech. Diese Elektroden haben im Vergleich zu am DLR beschichteten NiAlMo-Kathoden und Cobaltspinell-Anoden eine deutlich erhöhte Spannung (Hydrotechnik 2,4 V bei 400 mA/cm (80 °C); DLR 1,6 V bei 400 mA/cm² (80 °C)), sind jedoch

deutlich günstiger in der Anschaffung (Smolinka, Water Electrolysis, 2009). Diese Ergebnisse zeigen, dass auch ohne den Einsatz von Edelmetallen niedrige Zellspannungen und somit hohe Wirkungsgrade erzielt werden können. Zur weiteren Performancesteigerung können aber auch Rutheniumoxid (RuO_2)- oder Platin (Pt)-Beschichtungen auf der Kathodenseite eingesetzt werden. Diese sind aber preislich nicht mit einer Nickelbeschichtung vergleichbar (Mendoza, 2019). Die Elektroden sind nicht mit der Membran verbunden, sondern werden entweder direkt auf das Diaphragma aufgelegt oder stoffschlüssig mit der Bipolarplatte verbunden. Ein direktes Auflegen auf das Diaphragma verringert den Abstand zwischen den Elektroden und somit auch den ohmschen Widerstand (zero gap-Zelle). Jedoch führt die Bildung einer schlecht leitenden Oxidschicht vor allem auf der Anodenseite zu Spannungsabfällen.

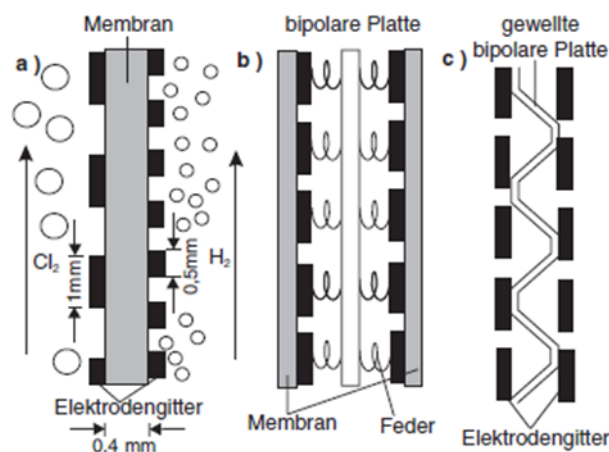


Abbildung 2-6: Elektrodenkonfigurationen a) auflegen auf Diaphragma b)c) stoffschlüssige Verbindung mit der Bipolarplatte (Schmidt V. , 2003)

Diaphragma

Als Separatormaterial wird Zirfon der Firma Agfa eingesetzt. Zirfon besteht aus 85 Gew.-% ZrO_2 Pulver und 15 Gew.-% Polysulfon auf einem Verstärkungsmaterial (Polyphenylensulfid-Textil). ZrO_2 ist stark hydrophil und bildet eine feine Porenstruktur aus. Der Elektrolyt dringt in diese Poren ein und kann somit die Hydroxidionen transportieren. Der Flächenwiderstand liegt bei ca. $0.1 \, \Omega\text{cm}^2$ (90°C / 30 Gew.-% KOH) (Vermeiren, Adriansens, Moreels, & Leysen, 1998) und ist im Vergleich zu Nafion Membran deutlich größer.

Die Dicke der porösen Diaphragmen lassen sich aufgrund der vergleichsweise hohen Gaspermeabilitäten nur noch geringfügig verkleinern. Entwicklungsarbeiten im Bereich der Separatoren zielen darauf ab, die porösen Diaphragmen mit Ion-Solvating Membranen auf m-PBI (Polybenzimidazole) zu ersetzen. Diese weisen Dicken im Bereich von $40\text{-}80 \, \mu\text{m}$ auf. Damit konnten Stromdichten von $1700 \, \text{mA}/\text{cm}^2$ bei einer Zellspannung von $1,7 \, \text{V}$ (Raney Nickel Beschichtung) erreicht werden. Problematisch ist allerdings die Elektrodendegradation, denn durch die Anpressung an die Membran kommt es zur Oxidation auf der Anodenseite und

die Beständigkeit der Membranen sinkt. So versagten diese Membranen bereits nach wenigen hundert Stunden (Kraglund, et al., 2019).

Zellrahmen und Dichtung

Die alkalische Elektrolyse kann aufgrund des flüssigen Elektrolyten und des porösen Diaphragmas nicht mit einem Differenzdruck betrieben werden. Da vor allem verdichteter Sauerstoff unter Druck und Temperatur zu einer Oxidation und somit einer schnellen Alterung des Materials führen kann, sind bei der Druckelektrolyse die Anforderungen an die Zell- und Dichtungsmaterialien speziell auf der Sauerstoffseite sehr hoch. Während die chinesischen Hersteller vorwiegend vernickelte Stahlzellrahmen einsetzen, kommen auf dem europäischen Markt vermehrt Kunststoffrahmen zum Einsatz (Cummins, McPhy...). Ein Vorteil der Kunststoffzellrahmen ist, dass diese nicht leitfähig sind und somit keine Isolation der einzelnen Zellen und Kanäle notwendig ist. Auch Kontaktkorrosion und Lochfrass kann bei Kunststoffrahmen ausgeschlossen werden. Auf der anderen Seite sind die Auswirkungen von Sauerstoff, Kalilauge und Wasserstoff im Zusammenspiel unter erhöhter Temperatur und Druck für Kunststoffe nur wenig untersucht. An der technischen Universität in Dänemark sind unterschiedliche Kunststoffe bei 120°C in 25 Gew.-% Kalilauge für 14 Tage eingelegt worden und die Materialien PEEK und PESU identifiziert worden (Yde, et al., 2013). Die Firma Solvay gibt auf ihrer Homepage die Materialien PPS Ryton und das PSU mit dem Handelsnamen Udel als geeignete Polymere an (Syensqo, 2024).

Werkstoffkennwerte für eine Langzeitlagerung in Sauerstoff oder Kalilauge sind nicht verfügbar. Am Global Research Center in den USA wurden im Rahmen eines „2nd Generation Alkaline Elektrolyzers“ Projektes das Material PPO (NorylTM) einer beschleunigten Alterung in Kalilauge unterzogen (Bourgeois, 2006). Das Material wird als beständig eingestuft, aber eine Beständigkeitsprüfung in Sauerstoff wurde ebenfalls nicht durchgeführt. Die Möglichkeit eine Glasfaserverstärkung einzusetzen ist noch umstritten, da in alkalischen Lösungen die Glasfaser angegriffen wird und dabei die gesamte äußere Glasfaserschicht in Reaktionsprodukte zerlegt wird (Scheffler, Förster, & Mäder, 2009).

In der folgenden Abbildung sind die Materialien für die alkalische Elektrolyse zusammengefasst. Es ist zu erkennen, dass die Möglichkeit besteht, einen Stack ohne Edelmetalle und ohne die umstrittenen fluorhaltigen Kunststoffe (PFAS frei) aufzubauen.

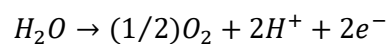
Membran	Agfa (Zirfon)
Elektroden	Kathode (Raney- Nickel, RuO ₂ , NiAlMo), Anode (Nickel, Raney Nickel, Cobaltspinell)
Stromübertrager	Streckmetall, Bolzen (Edelstahl, Nickel)
Bipolarplatte	Edelstahl, vernickelter Stahl
Zellrahmen	PPE, PEEK, PESU, PSU mit 30% GF, vernickelter Stahl,
Dichtungen	PTFE/ EPDM
Endplatten	Vernickelter Stahl / Edelstahl

Abbildung 2-7: Übersicht über bei der AEL eingesetzte Materialien in einem Stack

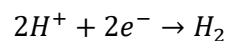
2.3 Grundlagen PEMEL

Namensgebend für die PEMEL ist die sogenannte Protonen-Austausch-Membran, die die beiden Hälften der Elektrolysezelle voneinander trennt und nur für positiv geladene Wasserstoffionen (Protonen) durchlässig ist. Diese Eigenschaft der Membran macht die PEMEL zu einem sauren Verfahren. Aus diesem Grund sind für die beiden Elektroden, die direkt mit der Membran verbunden sind, Katalysatoren aus kritischen Edelmetallen wie Iridium oder Platin notwendig (Buttler & Spliethoff, 2017), (Lange, Klose, Lippmann, & Urbas, 2023).

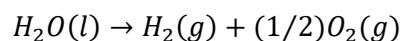
An der positiv geladenen Anode wird Wasser unter der Abgabe von Elektronen zerlegt in Sauerstoffmoleküle und positiv geladene Wasserstoffionen (also Protonen) (Buttler & Spliethoff, 2017)..



Die Protonen passieren die Membran und empfangen auf der negativ geladenen Kathodenseite Elektronen, sodass wiederum Wasserstoffmoleküle entstehen, die gespeichert werden können (Buttler & Spliethoff, 2017).



Insgesamt betrachtet findet ebenso wie bei der AEL die folgende Redox-Reaktion statt:



Eine PEMEL-Zelle ist ebenfalls aus zwei Halbzellen aufgebaut, die durch eine Membran voneinander getrennt sind, in denen die beiden Halbzellenreaktionen stattfinden (Anoden- und Kathodenhalbzellen). Neben einer hohen Protonenleitfähigkeit müssen die Membranen auch eine Vermischung der Produktgase verhindern. Während des Betriebs kann jedoch die Permeation von Sauerstoff und Wasserstoff durch die Membran nicht vollständig unterdrückt werden. Die Membran und die Elektroden, die direkt auf die Membran aufgebracht sind, bilden die sog. Membran-Elektroden-Einheit (MEA). Zwischen der MEA und den Strömungskanälen (Strömungsfeld) der Bipolarplatten (BBP) werden poröse Transportschichten (PTL) angeordnet. Obwohl diese PTLs jeweils nur einige 100 µm dick sind, sorgen sie für eine gleichmäßige Verteilung des elektrischen Stroms zwischen der Bipolarplatte und den Elektroden (Holst, Aschbrenner, Smolinka, Voglstätter, & Grimm, 2021). Abbildung 2-8 zeigt den schematischen Aufbau einer PEM-Elektrolysezelle.

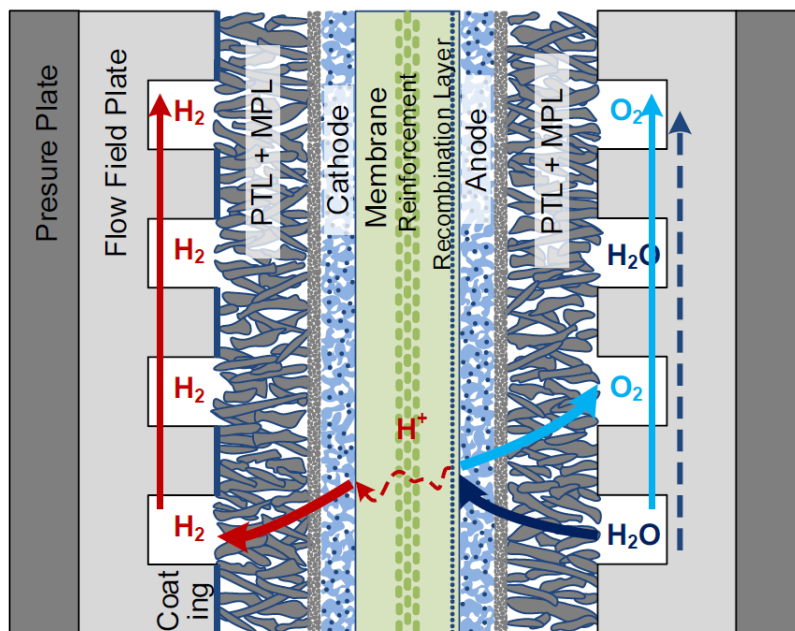


Abbildung 2-8: Schematische Darstellung einer PEMEL-Zelle nach (Holst, Aschbrenner, Smolinka, Voglstätter, & Grimm, 2021)

Analog zur AEL werden auch bei der PEMEL mehrere Zellen zu einem Block miteinander verbunden. Dabei sind ebenso alle Zellen elektrisch in Reihe, verfahrenstechnisch jedoch parallelgeschaltet. Abbildung 2-9 zeigt eine schematische Darstellung eines PEMEL-Blocks.

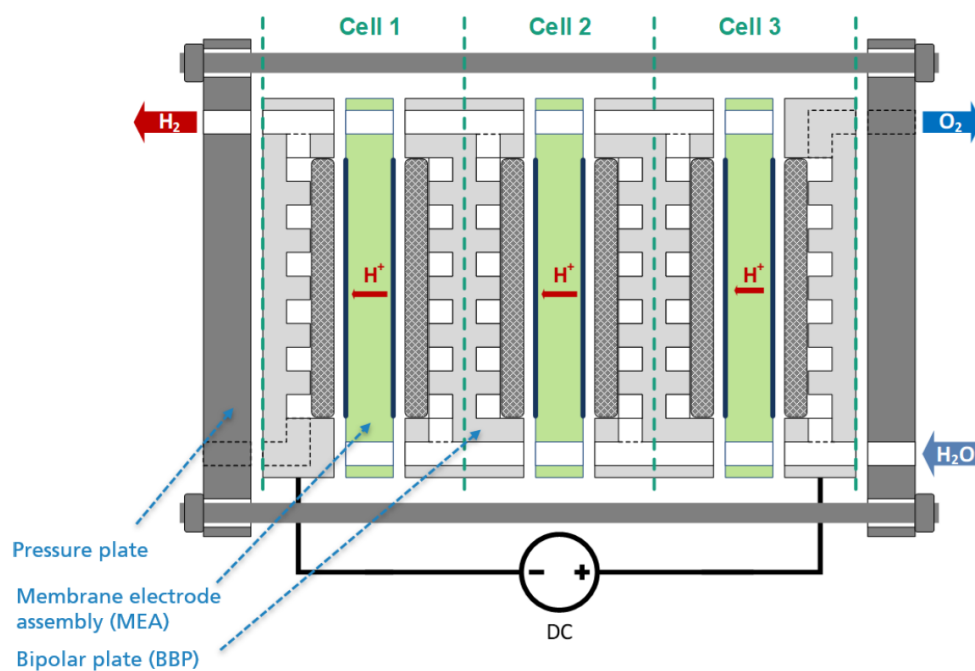


Abbildung 2-9: Schematische Darstellung eines PEMEL-Blocks nach (Holst, Aschbrenner, Smolinka, Voglstätter, & Grimm, 2021)

Der Grundaufbau einer PEMEL-Anlage ist der einer AEL-Anlage recht ähnlich, allerdings ist der Systemaufbau weniger komplex, da keine Lauge als flüssiger Elektrolyt benötigt wird. Abbildung 2-10 zeigt den schematischen Aufbau einer PEMEL-Anlage.

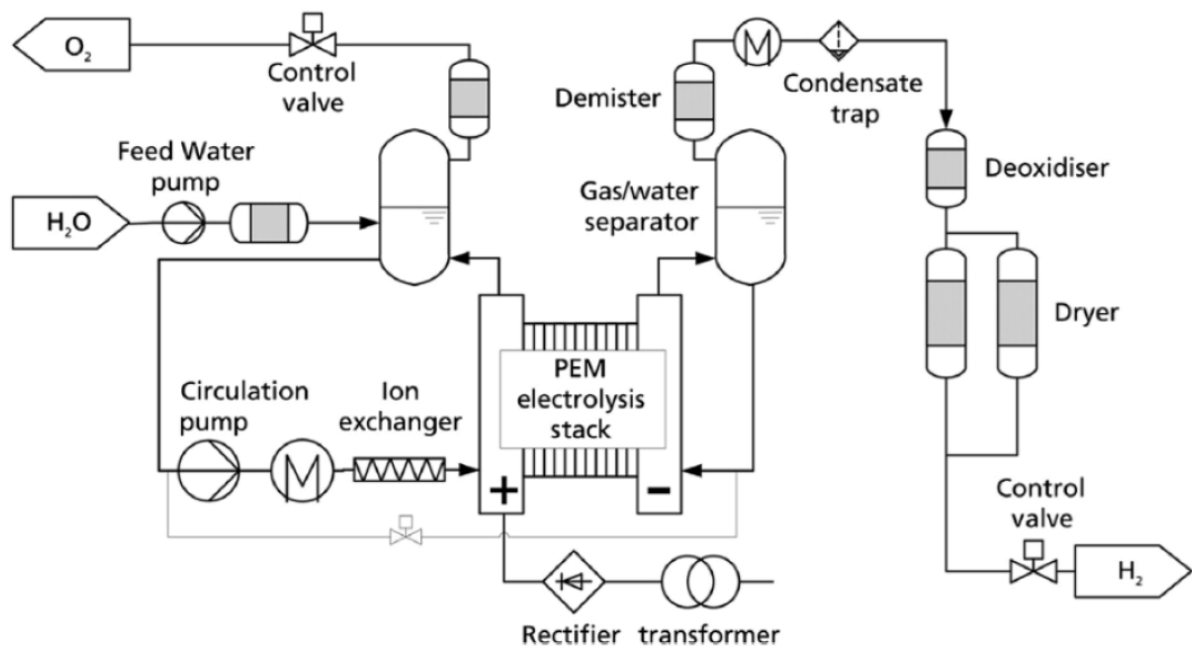


Abbildung 2-10: Schematische Darstellung einer PEMEL-Anlage nach (Holst, Aschbrenner, Smolinka, Voglstätter, & Grimm, 2021)

Eingesetzte Materialien

Bei der PEMEL wird ein saurer Festelektrolyt in Form einer protonenleitenden Polymermembran eingesetzt. Aus diesem Grund wird der Anode nur DI-Wasser zugeführt. Die Anforderungen an die chemische Beständigkeit werden von dem sauren Milieu mit einem pH-Wert unter 2, sowie einem vergleichsweise hohen Potential von mehr als 1,4 V auf der Anodenseite bestimmt. Kohlenstoffbasierte Materialien zersetzen sich bei einer Spannung oberhalb von 0,9 V, daher ist der Einsatz von Edelmetallen vor allem auf der Anodenseite notwendig.

Membran

Typischerweise werden PFSA-Membranen der Firma Du Pont mit dem Handelsnamen Nafion® eingesetzt. Dabei handelt es sich um ein polytetrafluorethylenbasiertes Copolymer mit sulfonierten Seitenketten und einer hohen ionischen Leitfähigkeit. Die Herstellung und Entsorgung von fluorhaltigen Thermoplasten ist momentan stark umstritten und umfassende Beschränkungen werden auf europäischer Ebene diskutiert (Wirtschaftsministerium BW, 2023).

Aus diesem Grund wird versucht die PFSA Membranen durch hydrocarbonbasierten Materialien zu ersetzen (Wu, Scott, & Puthiyapura, 2012). Allerdings konnten sich die Materialien bisher technologisch nicht durchsetzen (Klose, et al., 2020).

Die PEM- Elektrolyseure werden meistens mit einem Differenzdruck beaufschlagt. So besteht die Möglichkeit die Wasserstoffseite unter Betriebsdruck und die Sauerstoffseite nahezu atmosphärisch zu betreiben. Dies ist möglich, da die Membran und die Stützstruktur aus PTL und Bipolarplatte den Druckgradienten auffangen kann. Dafür sind die Materialanforderungen auf der korrosiven Sauerstoffseite deutlich geringer (Holst, Aschbrenner, Smolinka, Voglstätter, & Grimm, 2021). Zudem wird die Permeation von Sauerstoff auf die Wasserstoffseite durch den Differenzdruck deutlich reduziert und Wasserstoffqualitäten von 99,99 vol.-% (trocken) sind ohne zusätzliche Aufbereitung möglich (Smolinka, Water Electrolysis, 2009).

Bei 80°C und Normaldruck beträgt die H₂-Permeationsrate in Nafion 117 $1,25 \cdot 10^{-4} \text{ cm}^3 / (\text{s} \cdot \text{cm}^2)$ (Smolinka, et al., 2018) und ist deutlich geringer als in der alkalischen Elektrolyse. Trotzdem ist eine Überwachung der Gasqualität speziell beim Einsatz von dünnen Membranen im Differenzdruckbetrieb notwendig (Holst, Aschbrenner, Smolinka, Voglstätter, & Grimm, 2021). Die Membran zählt zu den kritischen Elementen der PEM-Elektrolyse, da sie schnell altert. Das Helmholtz-Institut in Erlangen erforscht im Rahmen des Projektes PowerMem neue Hochleistungsmembranen für die PEM-Elektrolyse und versucht ein tiefgreifendes Verständnis der Alterungsphänomene der Membranen zu erarbeiten.

Auch die Skalierung in der Fläche stellt Herausforderungen dar, da diese Membranen ohne Faserverstärkung bei Wasseraufnahme quellen und besonders bei großen Zellflächen kann es zur Faltenbildung und Beschädigungen der Membran kommen (Holst, Aschbrenner, Smolinka, Voglstätter, & Grimm, 2021).

Katalysatoren

Die Elektroden werden zusammen mit einer Ionomerdispersion direkt mit der Membran verbunden und bilden eine Einheit (MEA: Membrane-Electrode-Assembly). Katalysatorpartikel, Wasser und Ionomer müssen über eine Dreiphasengrenze verbunden sein, damit das entstandene Ion an der Elektrode direkt abgeleitet werden kann. Auf der Anodenseite wird standardmäßig Iridiumoxid verwendet. RuO₂ wäre zwar aktiver und günstiger, weist jedoch höhere Korrosionsraten auf (Miles, Klaus, Locker, Serafin, & Srinivasan, 1978). Da die Verfügbarkeit von Iridium stark limitiert ist (siehe auch Kapitel 3.3.6) wird versucht diese zu substituieren. Aber aufgrund der stark korrosiven Umgebung auf der Anodenseite konnte bis heute noch kein stabiles Katalysatormaterial gefunden werden (Fabbri, Haberer, Waltar, Kötz, & Schmidt, 2014).

Auf der Kathodenseite kommt auf Kohlenstoff geträgertes Platin zum Einsatz (Carmo, Fritz, Mergel, & Stolten, 2013).

Die Edelmetallbeladung für die Anode liegt heute bei ca. 2 mg/cm² und bei 1 mg/cm² auf der Kathodenseite (Holst, Aschbrenner, Smolinka, Voglstätter, & Grimm, 2021). Diese soll in Zukunft aber noch weiter sinken.

PTL

Die poröse Transportschicht PTL (oft auch als Stromkollektoren oder GDL (Gas diffusion Layer) bezeichnet) stellt den elektrischen Kontakt zwischen Bipolarplatte und Elektroden her, verteilt das Wasser gleichmäßig auf der MEA und sorgt für den Abtransport der Gase. Aufgrund des hohen Potentials und den korrosiven Bedingungen wird auf der Anodenseite gesintertes Titan eingesetzt. Durch die geringeren Potentiale auf der Kathodenseite können dort kohlenstoffbasierte Werkstoffe wie Kohlefaserpapier zum Einsatz kommen (Carmo, Fritz, Mergel, & Stolten, 2013). Der Kontaktwiderstand zwischen Elektrode und PTL ist maßgeblich für den gesamten ohmschen Widerstand der PEMEL-Zelle. Vor allem die Bildung von Titanoxid auf der Anodenseite erhöht den inneren Widerstand maßgeblich (Holst, Aschbrenner, Smolinka, Voglstätter, & Grimm, 2021). Um diesen Kontaktwiderstand zu senken wird in manchen Fällen die PTL mit Edelmetallen wie z.B. Platin beschichtet. (Höh, 2017).

Bipolarplatte

Die Bipolarplatten haben eine flow-field-Struktur um das flüssige Wasser auf der Anodenseite zur Elektrode zu transportieren und den Gasabtransport zu gewährleisten. Dafür werden Titanbleche mit einer Dicke von bis zu 1mm verwendet (siehe Abbildung 2-11). Die erforderlichen Kanal- und Dichtungsstrukturen werden tiefgezogen oder durch hydroforming hergestellt (Holst, Aschbrenner, Smolinka, Voglstätter, & Grimm, 2021). Auch hier kann eine Beschichtung mit Gold oder Platin einer Erhöhung des Zellwiderstandes durch eine Passivierungsschicht mit Titanoxid entgegenwirken (Holst, Aschbrenner, Smolinka, Voglstätter, & Grimm, 2021).

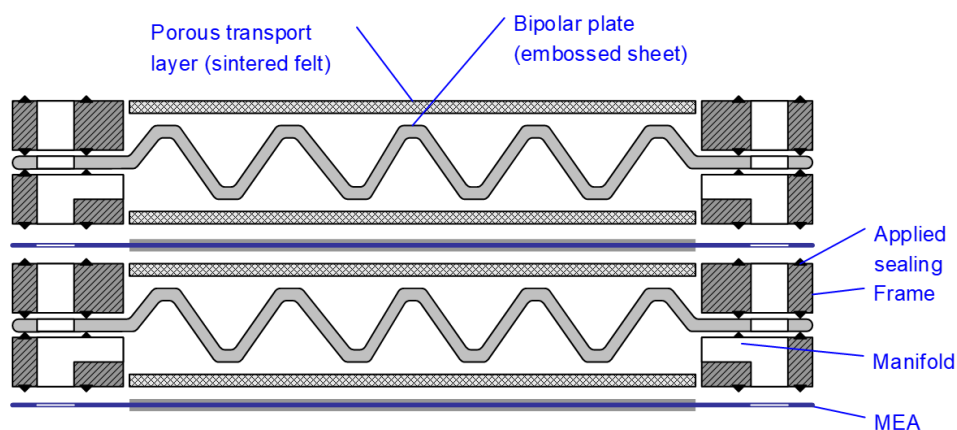


Abbildung 2-11: Aufbau einer PEM Zelle (Smolinka, PEM Water Electrolysis: Insights in Different Technology Options, 2023)

Zellrahmen und Dichtung

Die Membran-Elektrodeneinheiten werden mit Rahmen zusammengehalten (siehe Abbildung 2-11). Diese können im Spritzgussverfahren aus PPS mit einem Glasfaseranteil von 40 % hergestellt werden. Der PPS- Rahmen hält auch bei Betriebstemperaturen von bis zu 120 °C den korrosiven Bedingungen innerhalb des Stacks stand (Mayyas, Ruth, Pivovar, Bender, & Wipke, 2019). Der Einsatz von Glasfasern stellt aufgrund der fehlenden Lauge kein Problem dar.

PEM-Elektrolyseure sind üblicherweise rechteckig. Dies reduziert den Materialverschnitt im Vergleich zum runden Design deutlich. Die Endplatten des Stacks, die Dichtungen und Zellrahmen müssen so ausgelegt sein, dass eine gleichmäßige Verpressung über den Querschnitt sowie die gesamte Betriebsdauer gewährleistet ist. Ansonsten steigen die ohmschen Verluste durch eine unzureichende Kontaktierung der Elektroden.

Die Firma Freudenberg empfiehlt für die automatisierte Fertigung die Dichtungsmaterialien direkt auf die Komponenten aufzubringen und schlägt dafür die Elastomere EPDM oder FKM vor (Freudenberg Sealing Technologies, 2021).

In der folgenden Abbildung sind die erforderlichen Materialien für die PEM-Elektrolyse zusammengefasst. Der Einsatz von kritischen Elementen aus der Platingruppe oder PFAS ist rötlich gekennzeichnet.

Membran	Nafion (PFSA)
Elektroden	Kathode (Pt/C) ~ 1 mg/cm ² Anode (IrOx) od ~ 2 mg/cm ²
PTL	Kathode (Kohlenstoff) Anode (gesintertes poröses Titan)
Bipolarplatte	Ti (Beschichtung Au, Pt)
Zellrahmen	PPS mit 40 % GF / Edelstahl
Dichtungen	FKM / EPDM
Endplatten	Aluminium / Edelstahl

Abbildung 2-12: Übersicht über bei der PEMEL eingesetzte Materialien in einem Stack

3 Technologievergleich

3.1 Definition Wirkungsgrade

Der Wirkungsgrad dient bei jeglichen technischen Anlagen als geeignetes Vergleichsmaß. Im Rahmen dieser Studie wurden vier verschiedene Wirkungsgrade definiert und verglichen. Bei allen energetischen Betrachtungen wurde der Brennwert (oberer Heizwert, engl. Higher Heating Value HHV) verwendet. Dieser beträgt für Wasserstoff 3.540 kWh/Nm³H₂ bzw. 39.388 kWh/kgH₂.

Anlagenwirkungsgrad bzw. Systemwirkungsgrad

Der Anlagen- bzw. Systemwirkungsgrad setzt den H₂-Output einer Anlage ins Verhältnis zum elektrischen Gesamtenergieaufwand der Anlage

$$\eta_{System}^{HHV} = \frac{\dot{m}_{H_2} \cdot HHV_{H_2}}{P_{el, Gesamtanlage \text{ inkl. BoP}}}$$

Dieser Wirkungsgrad berücksichtigt den als Produkt erzeugten Wasserstoff einer Anlage, von dem bereits alle H₂-Verluste (z.B. Verluste bei der H₂-Trocknung oder durch Gasanalytik) abgezogen sind. Der Energiebedarf der Gesamtanlage berücksichtigt sowohl den Bedarf der Leistungselektronik als auch sämtlicher peripherer Komponenten (Kühlsystem, H₂-Aufbereitung, H₂-Kompression, etc.) der sog. Balance of Plant (BoP).

Stackwirkungsgrad

Analog zum Anlagenwirkungsgrad kann auch ein Stackwirkungsgrad bezogen auf die eingesetzte DC-Leistung des Gleichrichters (GR) ermittelt werden. Hierbei sind im Vergleich zum Anlagenwirkungsgrad die Verluste der Leistungselektronik sowie der Energiebedarf der BoP nicht berücksichtigt. Da keine Massenstrommessungen von Roh-Wasserstoff direkt nach dem Stack vorlagen, werden somit alle nachgelagerten H₂-Verluste der Anlage auch dem Stack zugeschlagen. Dies ist zwar technisch nicht ganz korrekt, war aber auf Basis der vorliegenden Messdaten im Rahmen dieser Studie technisch nicht anders möglich.

$$\eta_{Stack}^{HHV} = \frac{\dot{m}_{H_2} \cdot HHV_{H_2}}{U_{GR} \cdot I_{GR}}$$

Spannungswirkungsgrad des Elektrolysestacks

Bei der H₂-Produktion mittels Elektrolyse ist die produzierte H₂-Menge proportional zum eingesetzten DC-Strom. Die für die Produktion einer bestimmten H₂-Menge erforderliche Leistung ist somit direkt abhängig von der notwendigen Stackspannung, welche somit ein Maß für die Effizienz des Elektrolyseblocks darstellt. Setzt man die mittlere Zellspannung eines Elektrolysestacks ins Verhältnis zur thermoneutralen Spannung U_{th} erhält man mit dem Spannungswirkungsgrad ein Maß für die Effizienz eines Stacks

$$\eta_{Spannung \text{ Stack}}^{HHV} = \frac{U_{th}}{U_{Stack \text{ gesamt}} / n_{Zellen \text{ Stack}}}$$

Faraday-Wirkungsgrad Stack+Anlage

Der Faraday-Wirkungsgrad stellt das Verhältnis von theoretisch erzeugbarem zu real erzeugten Wasserstoff dar. Analog zum Stackwirkungsgrad werden somit bei der hier verwendeten Definition alle Wasserstoff-Verluste (z.B. Analytik, Trocknung) der Anlage zusammengefasst. Die hier verwendete Definition stellt somit keinen reinen Faraday-Wirkungsgrad eines Stacks, sondern einen kombinierten Faraday-Wirkungsgrad von Stack und Anlage dar.

$$\eta_{Faraday\ Stack+Anlage}^{HHV} = \frac{\dot{n}_{H_2}}{I_{Stack} \cdot (z \cdot F)^{-1}}$$

3.2 Datengrundlage

Nachfolgend wird die für die Auswertung herangezogenen Datenquellen im Detail beschrieben.

3.2.1 AEL

In Grenzach-Wyhlen am Oberrhein betreibt die Firma Naturenergie AG eine 1 MW-AEL-Anlage zur H₂-Erzeugung und Abfüllung in Trailern. Die Anlage steht auf dem Gelände des Wasserkraftwerks Wyhlen (38,5 MW Leistung), aus dem auch der Strom für die H₂-Erzeugung stammt. Die Power-to-Hydrogen-Anlage in Wyhlen befindet sich seit Dezember 2019 im Regelbetrieb.

Die Anlage besteht aus einem 1 MW AEL-System des Herstellers McPhy. Die Verdichtung des H₂ auf 300 bar erfolgt durch einen Membranverdichter (Fa. Mehrer) und wird danach in einem Hochdruckspeicher (Fa. Wystrach) mit 3 Speicherbänken gespeichert. An der Anlage stehen 3 Trailerstellplätze zur Umfüllung des H₂ durch Überströmen zur Verfügung.

Die alkalische Elektrolyseeinheit der Firma McPhy (McLyzer 200-30) besteht aus 2 Elektrolyseblöcken mit je 114 Zellen mit einer Produktionskapazität von insgesamt 200 Nm³/h bei einem Arbeitsdruck von 30 bar. Die beiden Elektrolyseblöcke sind dabei verfahrenstechnisch parallel, elektrotechnisch jedoch in Reihe geschaltet. Die erforderliche Leistungselektronik stammt von der Fa. Siemens.

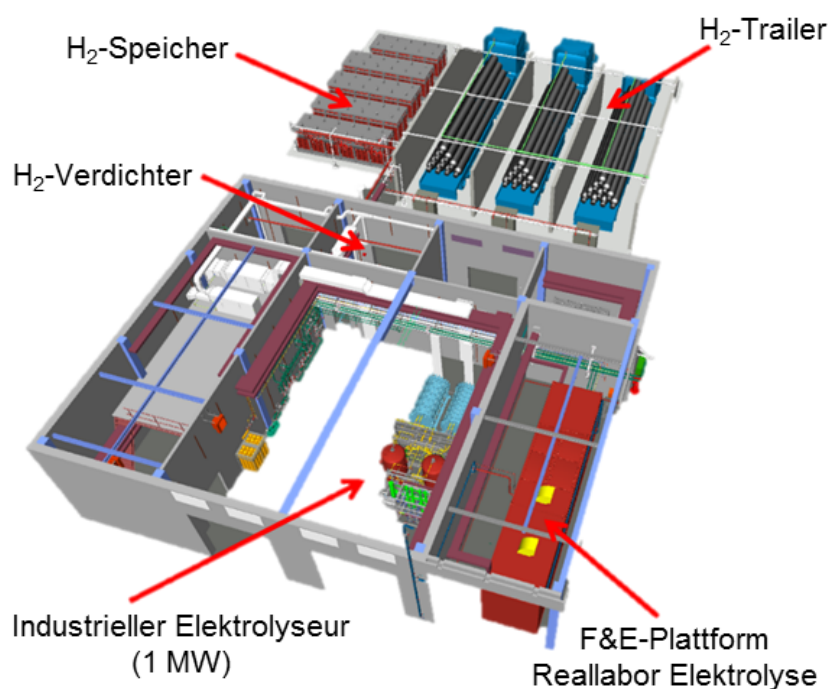


Abbildung 3-1: Visualisierung der 1 MW-AEL-Anlage in Grenzach-Wyhlen



Abbildung 3-2: Foto der Power-to-Gas-Anlage in Grenzach Wyhlen auf dem Gelände des Wasserkraftwerks Wyhlen am Rhein

Im Rahmen des vom Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg geförderten Forschungsprojekts „Leuchtturmprojekt Power-to-Gas – PtG BW“ (Laufzeit 06/15 bis 12/20) wurde vom ZSW an der Anlage in Grenzach-Wyhlen ein umfangreiches Monitoring-System aufgebaut, das auch über die Projektlaufzeit hinaus betrieben wird. Die Daten des Monitoring-Systems aus dem realen Anlagenbetrieb wurden für diese Studie ausgewertet und verwendet.

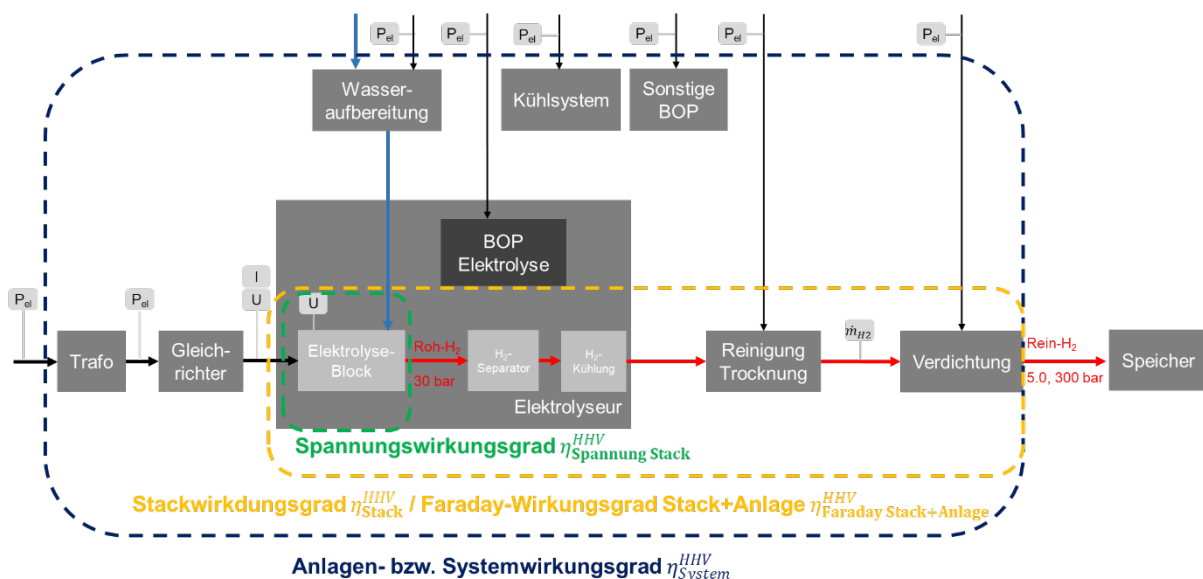


Abbildung 3-3: Blockschaltbild der AEL-Anlage in Grenzach-Wyhlen mit Darstellung der wichtigsten Monitoringgrößen und den Bilanzkreisen gemäß Kapitel 3.1

3.2.2 PEMEL

Die Vergleichsdaten für die PEMEL-Technologie wurden der Literatur entnommen. Hierfür wurden insbesondere Betriebsdaten der PEMEL-Anlage im Energiepark Mainz (Kopp, et al., 2017) sowie der PEMEL-Anlage in Hamburg Reitbrook (Bayer, et al., 2016) verwendet.

Die Forschungsanlage "Energiepark Mainz" wurde gebaut, um die Ausgleichsleistungen für ein lokales Stromnetz zu erbringen und die Möglichkeiten der PEM-Elektrolyse-Technologie im großen Maßstab zu erforschen. Drei Elektrolyse-Skids vom Typ Siemens SILYZER 200 mit einer Anschlussleistung von insgesamt 6 MW_{el} und einer Leistung von 1000 Nm³/h H₂ (89,8 kg/h), stellten zum Zeitpunkt der Errichtung die erste großtechnische PtG-Anlage ihrer Art dar. Die Anlage befindet sich in Mainz und ist an einen 8 MW Windpark angeschlossen. Der erzeugte Wasserstoff wird mit einem ionischen Verdichter in zwei Stufen auf bis zu 225 bar verdichtet. Dadurch können drei verschiedene Verwendungszwecke erreicht werden. Die chemische Industrie sowie Tankstellen können über Trailer beliefert werden oder der Wasserstoff kann in das Erdgasnetz eingespeist werden. (Kopp, et al., 2017)

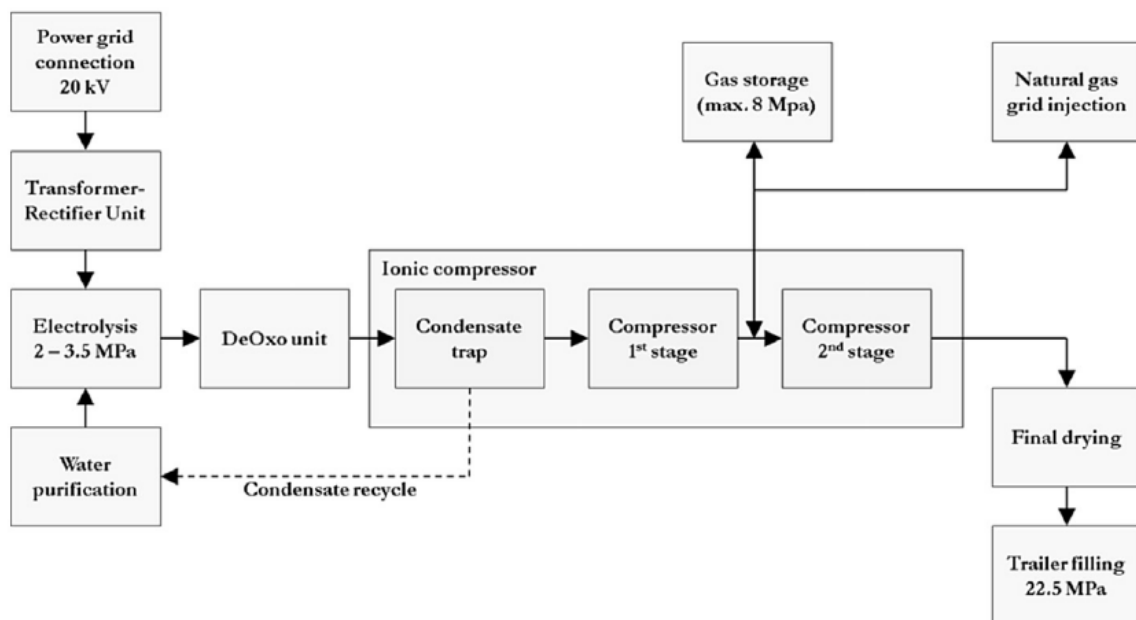


Abbildung 3-4: Blockschaftbild der PtG-Anlage im Energiepark Mainz (Kopp, et al., 2017)

Der Wasserstoff aus den Elektrolyse-Skids (Siemens SILYZER 200) wird in einer von der Firma Linde entwickelten Anlage konditioniert und aufbereitet. Der Umfang der Arbeiten von Linde war dabei Wasserstoffreinigung, Verdichtung, Lagerung, Trailerbefüllung und die Einspeisung in das Erdgasnetz, das von der Mainzer Stadtwerken betrieben wird. In einem ersten Schritt wird dafür der Wasserstoff katalytisch desoxidiert und Sauerstoffspuren beseitigt. Der zweite Schritt ist Kühlung auf 5 °C, wodurch 95 % der Feuchtigkeit kondensiert und über eine so genannte Kondensationsfalle entfernt wird.

Danach gelangt der Wasserstoff in die erste Stufe des ionischen Verdichters. Das Verdichtungskonzept besteht aus einem hydraulisch angetriebenen Kolbenkompressor, der

eine spezielle ionische Flüssigkeit zur Kühlung, Abdichtung und Schmierung des Systems verwendet. Der ionische Kompressor ist für den Einsatz im multivariablen Betrieb mit schnell wechselnden Lasten in Abhängigkeit von der Leistung der Elektrolyse-Skids. Durch die Kühlung des Wasserstoffgases während der Verdichtung weist der ionische Kompressor einen hohen Wirkungsgrad auf.

Am Ausgang der ersten Verdichtungsstufe wird der Wasserstoff nochmals gekühlt und entfeuchtet und anschließend in Druckbehältern von bis zu 80 bar (Kapazität ~10.000 Nm³) gespeichert. Von diesen Druckbehältern kann er entweder in das lokale Gasnetz der Mainzer Stadtwerke eingespeist oder in einer zweiten Stufe (analog zu Stufe 1) auf bis zu 225 bar verdichtet werden. Nach einem weiteren Kühl- und Entfeuchtungsprozess ist die Gasfeuchtigkeit bereits um 99% reduziert. Dennoch ist ein Restgasadsorptionsprozess enthalten, um die Qualitätsstufe H₂ 5.0 zu erreichen. Nach der Trocknung und einer automatischen Reinheitsanalyse wird der Wasserstoff in Trailer abgefüllt. Die Befüllung eines Trailers mit ca. 300 kg dauert etwa 3 h. (Kopp, et al., 2017)



Abbildung 3-5: Elektrolyseure im Energiepark Mainz (Quelle: <https://www.energiepark-mainz.de/projekt/bilder/>)

Bei der Anlage in Hamburg Reitbrook handelt es sich um eine Pilotanlage, die im Rahmen des NIP-geförderten Projekts „Kompaktes 1 MW PEM-Wasserelektrolyse-System – Regenerativer Wasserstoff für Mobilität und Energiespeicherung“ aufgebaut wurde. Projektpartner im Projekt waren Uniper Energy Storage, Hydrogenics, Greenerity, Fraunhofer ISE und DLR.

Bei der Elektrolyse handelt es sich um eine 1 MW-PEMEL-Prototypen der Fa. Hydrogenics mit einem Betriebsdruck von 40 bar und die Einspeisung des erzeugten Wasserstoffs erfolgte ohne zusätzliche Kompression in das Erdgasnetz. (Bayer, et al., 2016)



Abbildung 3-6: 1 MW-PEMEL-Anlage der Firma Hydrogenics am Standort Hamburg Reitbrook (Bayer, et al., 2016)

3.3 Technologievergleich

In diesem Kapitel werden die oben beschriebenen Datenquellen hinsichtlich Wirkungsgraden, dynamischem Betrieb (Lastwechsel), Anlagenstartverhalten sowie H₂-Rohgasqualitäten ausgewertet. Darüber hinaus werden Betriebs- und Performance-Kennwerte der PEMEL und der AEL auf Basis von Literaturdaten verglichen. Es folgen eine Übersicht zu aktuellen Kosten und Skalierungsperspektiven sowie eine Gegenüberstellung von spezifischen Vor- und Nachteilen der beiden Technologien.

3.3.1 Nennlast- und Teillast- bzw.- Überlast-Performance

Grundsätzlich steigt der Wirkungsgrad eines Elektrolysestacks bei Teillastbetrieb, da sich die Überspannungen an den Elektroden mit sinkenden Stromdichten reduzieren. Dies ist auf den Verlauf der sog. Strom-Spannungs-Kennlinien (U-I-Kennlinien) zurückzuführen. In (Buttler & Spliethoff, 2017) ist eine Übersicht von U-I-Kennlinien sowohl für PEM- als auch für alkalische Elektrolyse dargestellt.

Betrachtet man den Wirkungsgrad einer Gesamtanlage und berücksichtigt zusätzlich den Energieverbrauch für die Balance of Plant (BoP), bestehend u.a. aus Wasseraufbereitung, Kühlsystem, Leistungselektronik, H₂-Aufbereitung und Verdichtung, dann ist ein Betrieb bei geringer Teillast nicht automatisch effizienter, da auf die produzierte Wasserstoffmenge bezogen ein höherer spezifischer Energiebedarf erforderlich ist.

Die geringste mögliche Teillast bei AEL-Anlagen liegt in der Regel bei 20 bis 25 % Teillast und ist auf den Gasübertritt von H₂ durch die Membran auf die O₂-Seite zurückzuführen, welcher zur Entstehung eines explosionsfähigen Gemisches führen könnte. Aus diesem Grund ist eine kontinuierliche Überwachung der H₂-in-O₂-Gasqualität erforderlich. Eine Abschaltung der Anlage erfolgt in der Regel bei 2 Vol.-% H₂ in O₂, was einem Wert von 50 % der unteren Explosionsgrenze (UEG) entspricht.

Bei der PEM-Elektrolyse gibt es aufgrund der geringeren Permeabilität der Membran meist keine untere Lastgrenze und sie kann im Bereich 0-150% betrieben werden. Die Überlastfähigkeit ist jedoch abhängig von der Definition der Nennlast (100 %), denn selbstverständlich müssen die Leistungselektronik und das Kühlsystem einer Anlage für alle Betriebspunkte ausgelegt sein.

Bei Überlast und somit sehr hohen Stromdichten liegt die Degradation der Elektroden in der Regel höher, weshalb der Überlastbetrieb meistens zeitlich beschränkt ist.

Die minimale Teillast verliert für größere Elektrolyseanlagen jedoch an Bedeutung, da diese meist aus mehreren Blöcken bzw. Stacks bestehen, so dass durch eine angepasste Betriebsführung das Teillastfenster ausgeweitet werden kann (Smolinka, et al., 2018).

Für den Vergleich der Gesamtanlagenperformance wurden zunächst Daten der PEMEL-Anlage des Energiepark Mainz (Kopp, et al., 2017) (Abbildung 3-7) mit Daten der AEL-Anlage in Grenzach-Wyhlen (Abbildung 3-8) verglichen.

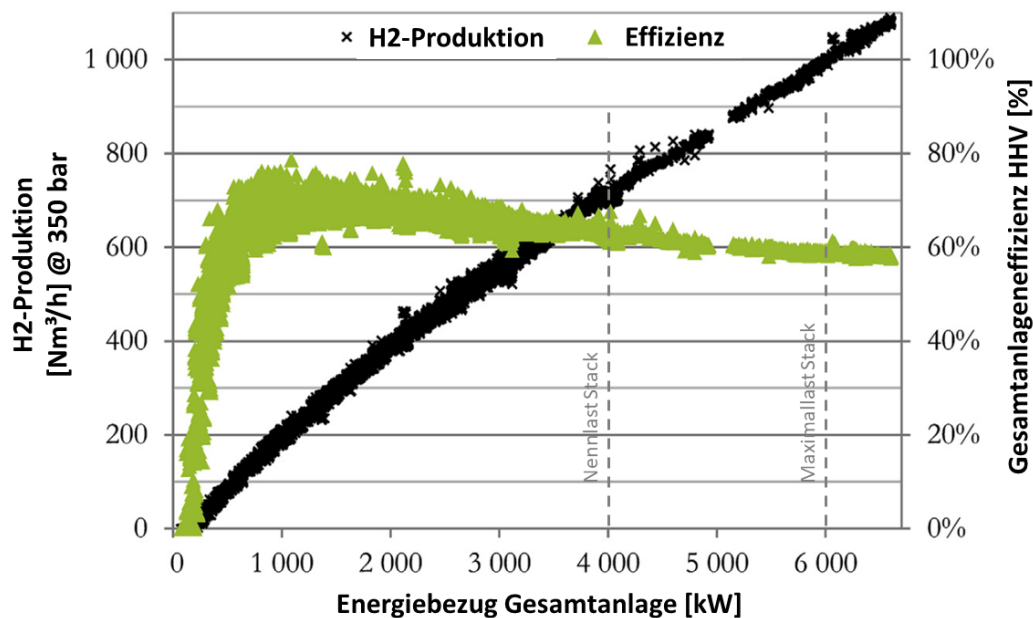


Abbildung 3-7: Wasserstoffproduktion und Wirkungsgrad in Abhängigkeit von der Gesamtstromaufnahme der PEMEL-PtG-Anlage des Energiepark Mainz nach (Kopp, et al., 2017)

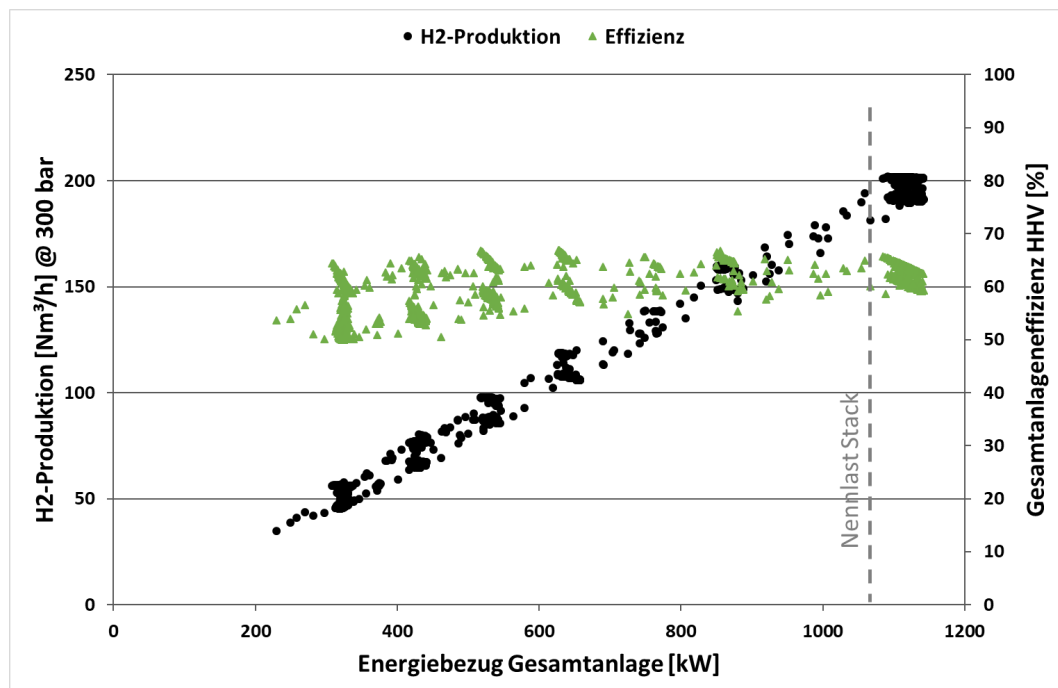


Abbildung 3-8: Wasserstoffproduktion und Wirkungsgrad in Abhängigkeit von der Gesamtstromaufnahme der AEL-PtG-Anlage in Grenzach Wyhlen (eigene Auswertungen)

Bei der PEMEL ist zu erkennen, dass die Anlage über den gesamten Lastbereich von 0 bis etwa 150 % betrieben werden kann und die H₂-Produktion nahezu linear ansteigt. Die Gesamtanlageneffizienz ist dabei im Teillastbereich von 20-30% mit Werten zwischen 70 und

80 %HHV am höchsten. Im Nennlastpunkt beträgt der Wirkungsgrad etwa 63 %HHV. Bei Maximallast reduziert sich der Wirkungsgrad auf ca. 58 %HHV

Wie oben bereits beschrieben gibt es bei der AEL eine untere Lastgrenze bei ca. 20%. Oberhalb dieser Lastgrenze ist die Anlage bis in den Nennlastpunkt betreibbar und die H₂-Produktion steigt mit dem Energiebezug der Gesamtanlage linear an. Über den gesamten Betriebsbereich liegen die Werte im Mittel bei 60.4 %HHV mit einem maximalen Wert von knapp 67 %HHV bei ca. 630 kW Energiebezug der Gesamtanlage. Im Nennlastpunkt liegt der Wirkungsgrad ähnlich wie bei der PEMEL-Anlage im Mittel bei 62.2 %HHV.

Im Nennlastpunkt haben die beiden miteinander verglichenen Anlagen somit einen sehr ähnlichen Gesamtwirkungsgrad. Im mittleren Teillastbereich liegen die Wirkungsgrade der PEMEL-Anlage etwas höher. Die PEMEL-Anlage kann zwar darüber hinaus über den gesamten Betriebsbereich von 0-100% bzw. 150% betrieben werden, hat aber unterhalb von ca. 10 % sehr geringe Wirkungsgrade.

Darüber hinaus wurden Daten eines 1 MW PEMEL-Systems in Hamburg Reitbrook für das auch Teilwirkungsgrade zur Verfügung stehen (Bayer, et al., 2016) (Abbildung 3-9) mit entsprechenden Daten der AEL-PtG-Anlage in Grenzach-Wyhlen verglichen.

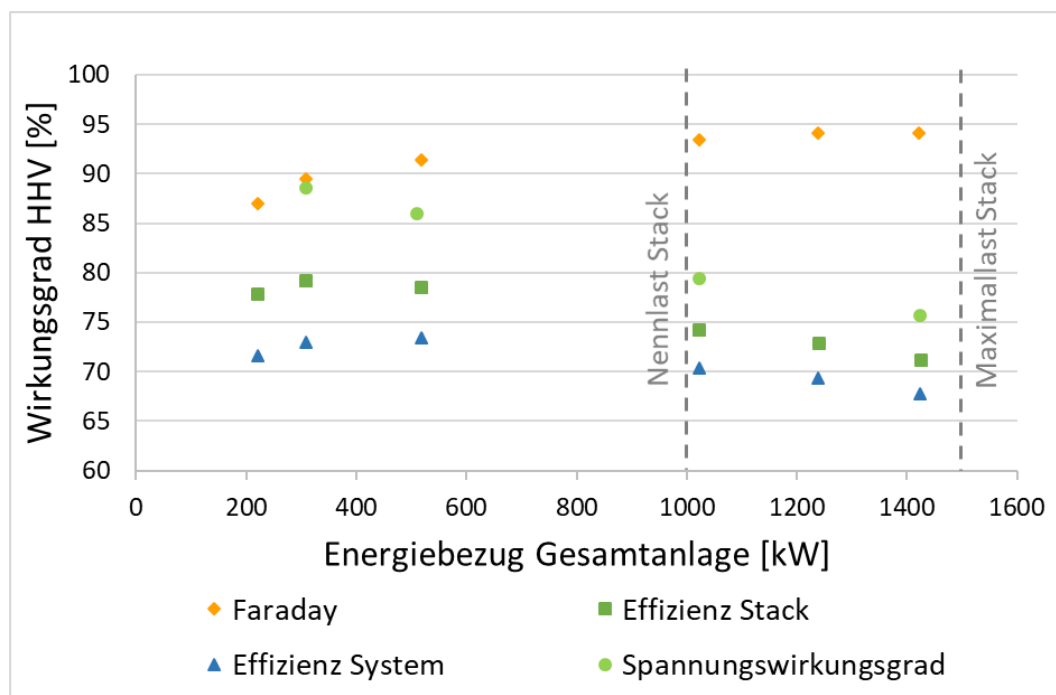


Abbildung 3-9: Verschiedene Wirkungsgrade der 1 MW-PEMEL in Hamburg Reitbrook in Abhängigkeit der Leistungsaufnahme nach (Bayer, et al., 2016)

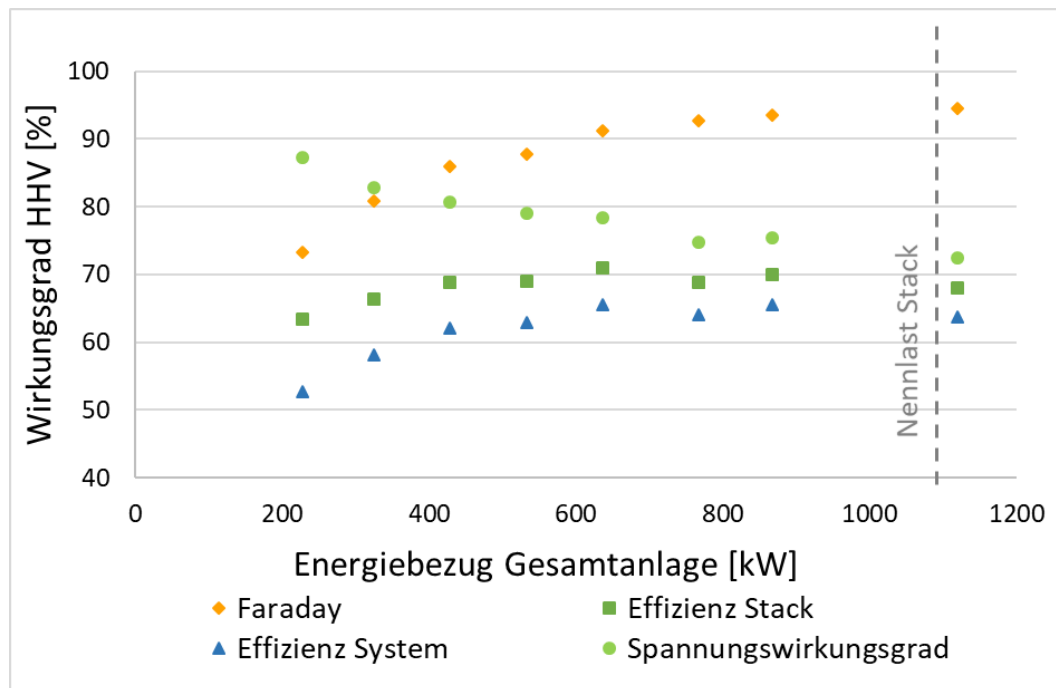


Abbildung 3-10: Verschiedene Wirkungsgrade der 1 MW AEL-PtG-Anlage Grenzach Wyhlen in Abhängigkeit der Leistungsaufnahme (eigene Auswertungen)

Vergleicht man den Faraday-Wirkungsgrad der beiden Anlagen, so unterscheidet sich dieser im oberen Teillastbereich und darüber nur wenig und liegt im Bereich 90 bis 95 %. Im Teillastbereich ist der Faraday-Wirkungsgrad der AEL mit 73 bis 85 % deutlich geringer als bei der PEMEL, was auf die im Teillastbereich höheren Shunt Currents aufgrund der hohen Leitfähigkeit der eingesetzten Lauge zurückzuführen ist. Der Faraday-Wirkungsgrad ist jedoch eine anlagenspezifische Größe mit einer Vielzahl an Einflussfaktoren (u.a. internes Stackdesign, H₂-Aufbereitungskonzept) und ist nicht grundsätzlich charakteristisch für eine Technologie.

Der Spannungswirkungsgrad der AEL-Anlage liegt über den gesamten betrachteten Bereich niedriger als bei der PEMEL-Anlage. Dies bedeutet, dass die mittlere Zellspannung der eingesetzten AEL-Stacks höher ist als bei der PEMEL-Anlage, obwohl die PEMEL bei höheren Stromdichten betrieben wird.

Der geringere Spannungswirkungsgrad der hier betrachteten AEL-Anlage resultiert ebenfalls in einem geringeren Stackwirkungsgrad. Der Verlauf des Stackwirkungsgrads ist bei der PEMEL-Anlage deutlich konstanter und liegt im Teillastbereich sogar höher, bei der AEL-Anlage zeigt sich ein deutliches Absinken des Stackwirkungsgrads im unteren Teillastbereich.

Da die PEMEL-Anlage keinen Verdichter besitzt, da der Wasserstoff direkt in ein Erdgasnetz eingespeist wurde, wurde der Energiebedarf der Verdichtung bei der AEL-Anlage herausgerechnet. Der Systemwirkungsgrad der PEMEL-Anlage liegt bei Nennlast bei etwa 70 %HHV und erhöht sich im Teillastbereich auf über 73 %HHV. Bei Maximallast reduziert er

sich auf etwa 68%. Bei der AEL-Anlage beträgt der Systemwirkungsgrad bei Nennlast etwa 63 %HHV. Im unteren Teillastbereich reduziert er sich auf etwa 53 %HHV.

Beim Vergleich dieser beiden Anlagen schneidet die PEMEL-Anlage bei allen Wirkungsgraden grundsätzlich besser ab. Dabei ist insbesondere beim Systemwirkungsgrad der Unterschied im Teillastbereich größer als bei Nennlast. Da jede Anlage jedoch sich individuell unterscheidet, ist eine pauschale Aussage zur Effizienz der beiden Technologien schwierig. Aus den Daten sowie aus Tabelle 3-1 geht jedoch hervor, dass die PEMEL und die AEL vom Wirkungsgrad her grundsätzlich vergleichbar sind.

3.3.2 Dynamische Betriebsweise

Die PEMEL-Technologie wird oft als Technologie bezeichnet, die sehr dynamisch betrieben werden kann. Auf Basis der verfügbaren Messdaten der AEL-Anlage in Grenzach-Wyhlen soll aufgezeigt werden, dass auch die AEL-Technologie dynamisch genug betrieben werden kann, um Aufgaben des Regelenergiemarkts zu übernehmen.

Um im Stromnetz Stromproduktion und –verbrauch im Gleichgewicht zu halten, gibt es verschiedene Regelmechanismen der Übertragungsnetzbetreiber. Dazu gehören die Primärregelleistung (PRL) und die Sekundärregelleistung (SRL).

Sekundärregelleistung (engl. automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)) kann von Kraftwerken positiv oder negativ angeboten und vom Netzbetreiber abgerufen werden. Um Sekundärregelleistung erbringen zu können ist es erforderlich, dass die Regelleistung innerhalb von 5 min erbracht werden kann, d.h. dass eine stromverbrauchende Anlage innerhalb von 5 min die angebotene Regelleistung bei Überangebot aus dem Netz abrufen oder bei zu geringem Angebot die angebotene Regelleistung abschalten kann. Darüber hinaus muss sich eine Anlage mit einer sog. Doppelhöckerkurve präqualifizieren (s. Abbildung 3-11)

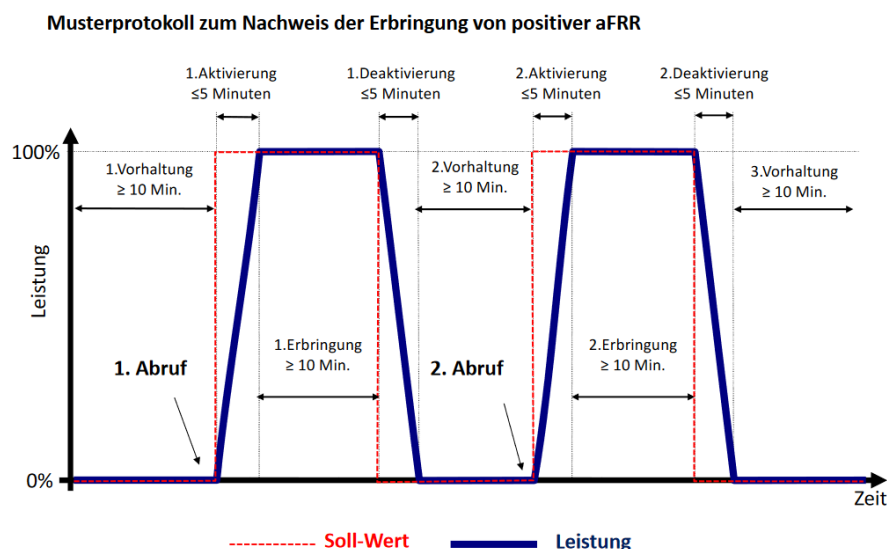


Abbildung 3-11: Musterprotokoll zum Nachweis der Erbringung von positiver aFRR (www.regelleistung.net, 2024)

Primärregelleistung (engl. Frequency Containment Reserve (FCR)) muss von Kraftwerken positiv und negativ angeboten und vom Netzbetreiber abgerufen werden. Sie dient der Stabilisierung der Netzfrequenz im Regelbereich zwischen 49,8 Hertz und 50,2 Hertz. Um Sekundärregelleistung erbringen zu können ist es erforderlich, dass die Regelleistung innerhalb von 30 sek. erbracht werden kann, d.h. dass eine stromverbrauchende Anlage innerhalb von 30 sek. die angebotene Regelleistung bei steigender Netzfrequenz aus dem Netz abrufen oder bei sinkender Netzfrequenz die angebotene Regelleistung abschalten kann. Darüber hinaus muss sich eine Anlage mit einer sog. Doppelhöckerkurve präqualifizieren (Abbildung 3-12).

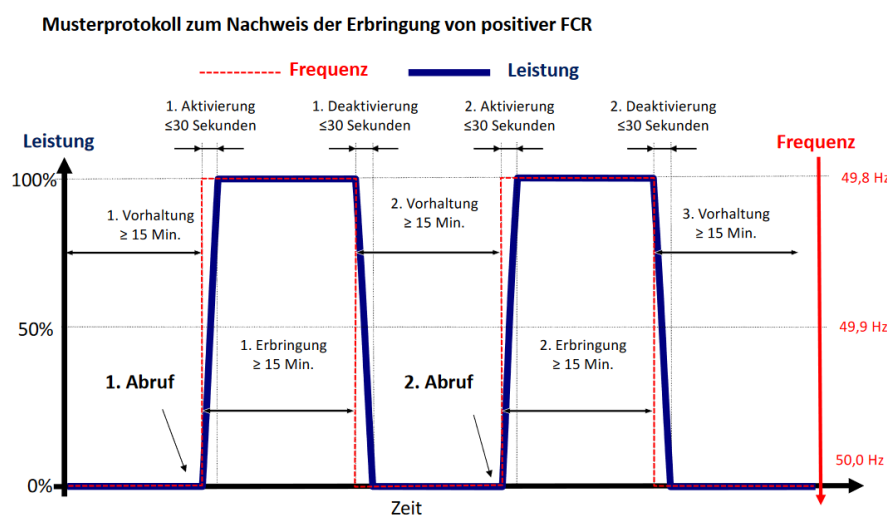


Abbildung 3-12: Musterprotokoll zum Nachweis der Erbringung von positiver FCR (www.regelleistung.net, 2024)

Im Rahmen der Inbetriebnahme der AEL-PtG-Anlage in Grenzach-Wyhlen erfolgte das Abfahren einer Doppelhöckerkurve, um den theoretischen Nachweis zu erbringen, dass auch AEL-Anlagen am Regelenenergiemarkt teilnehmen können.

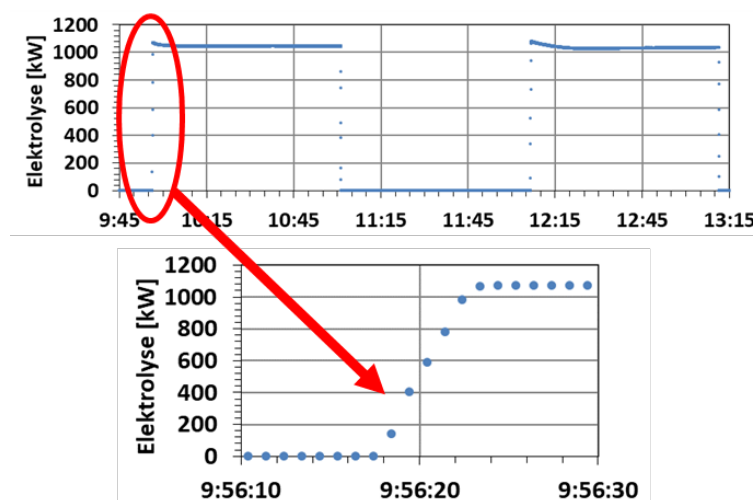


Abbildung 3-13: Leistungsaufnahme der Elektrolyse der AEL-PtG-Anlage in Grenzach-Wyhlen beim Abfahren der Doppelhöckerkurve (Messdatenauflösung 1 Hz).

Es konnte nachgewiesen werden, dass die Anlage in der Lage ist, die Doppelhöckerkurve wie gefordert abzufahren und dabei die Leistungsaufnahme von 100 % Nennlast innerhalb von weniger als 10 Sekunden abzurufen sowie wieder abzuregeln. Es konnte somit gezeigt werden, dass die Anlage technisch dazu in der Lage ist sowohl am Primär- als auch am Sekundärregelenergiemarkt teilzunehmen.

Zusätzlich zum Präqualifikationsprofil wurde ein 24h-PRL-Praxisbetrieb an der AEL-PtG-Anlage in Grenzach-Wyhlen durchgeführt. Dazu wurde aus Beispieldaten der Übertragungsnetzbetreiber für die Netzfrequenz ein 24h-PRL-Profil erstellt und abgefahren. Da PRL sowohl positiv als auch negativ angeboten werden muss und die AEL im Regelbereich 20-100 % Nennlast geregelt werden kann, kann eine AEL-Anlage somit 40% der Nennlast als PRL-Leistung anbieten. Sie wird dann bis zum Abruf auf 60% betrieben und regelt dann die Ist-Leistung gemäß dem Verlauf der Netzfrequenz hoch oder runter.

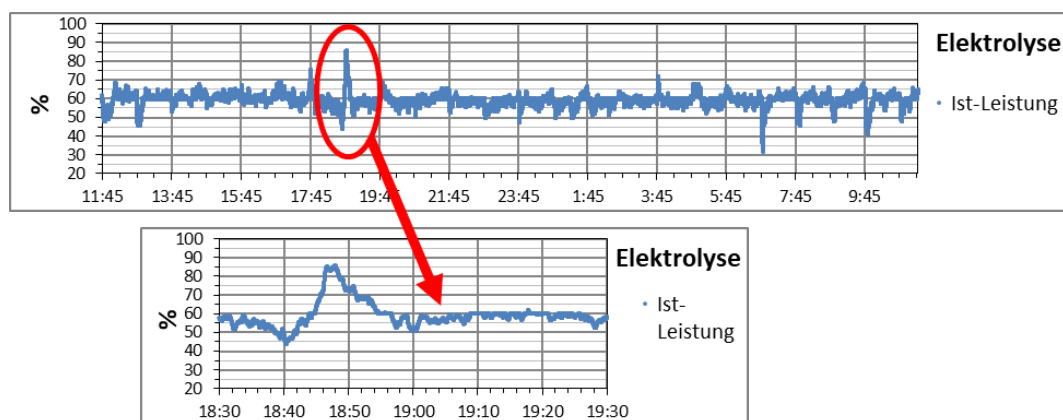


Abbildung 3-14: Leistungsaufnahme der Elektrolyse der AEL-PtG-Anlage in Grenzach-Wyhlen während der 24h-PRL-Profifahrt

Die Elektrolyse konnte der Sollvorgabe eines Beispieldatensatzes für die Regelung der Netzfrequenz problemlos folgen. Die mittlere Abweichung zwischen sekundlicher Sollwert-Vorgabe und Leistungsabruf betrug dabei 0.09 %.

3.3.3 Anlagenstartverhalten

Ein großer Unterschied zwischen der PEMEL und der AEL ist das Anlagenstartverhalten aus dem „kalten“ Zustand und die entsprechende Dauer bis zur Einstellung stationärer Betriebsbedingungen, da bei der AEL eine relativ große thermische Masse (Elektrolyt) auf Betriebstemperatur gebracht werden muss. In der Regel erfolgt die Aufheizung durch die Reaktionswärme der Elektrolyse selbst. Je niedriger die Betriebstemperatur beim Anlagenstart, desto niedriger die elektrische Leitfähigkeit des Elektrolyten. Dies führt zu höheren Überspannungen und somit höheren Zellspannungen, welche direkt in Wärme umgewandelt werden und somit zum Aufheizen des Elektrolyten führen. Eine AEL kann beim Anlagenstart grundsätzlich sehr schnell die Nennleistung aufnehmen und auch die gleiche Wasserstoffmenge produzieren, benötigt aber aufgrund der höheren Zellspannungen eine gewisse Zeit einen höheren Energiebedarf für die H_2 -Produktion bis das Aufheizen des Elektrolyten abgeschlossen ist. Je nach Anlagenhersteller und eingesetzter Beschichtung kann ein Zellspannungslimit definiert sein, so dass nicht direkt die volle Nennleistung abgerufen werden kann. Mit steigender Temperatur sinkt die Zellspannung und der Strom kann bis zum Nennstrom erhöht werden. Dieses Betriebsverhalten ist in Abbildung 3-15 dargestellt.

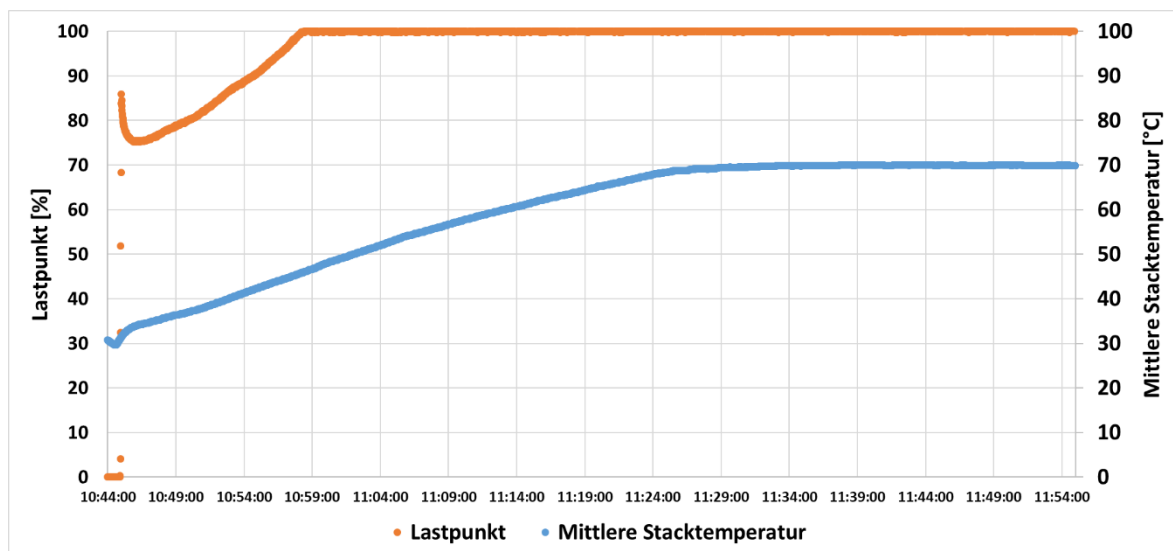


Abbildung 3-15: Aufheizkurve des Elektrolyten beim einem Kaltstart der AEL in Grenzach-Wyhlen

Es ist zu erkennen, dass bei der AEL in Grenzach-Wyhlen das Aufheizen des Elektrolyten von 30 °C auf Nenntemperatur (70 °C) etwa 45 min dauert.

Die hier ermittelten Startzeiten der AEL für Kaltstart decken sich mit den Angaben in der Literatur, z.B. in (Smolinka, et al., 2018). (s. auch Tabelle 3-1). Die PEMEL hat in diesem Punkt deutliche Vorteile und weist kürzere Startzeiten auf (Smolinka, et al., 2018).

Ist die AEL bereits auf Temperatur, kann der Abruf der Nennlast deutlich schneller in etwa 6 s erfolgen (siehe Kapitel 3.3.2 bzw. Abbildung 3-13).

3.3.4 Gasqualität Rohwasserstoff

Die Gasqualität des Rohwasserstoffs bei der AEL wird im Wesentlichen vom Betriebsdruck der Elektrolyse, der eingesetzten Membran sowie dem Lastpunkt beeinflusst.

Der heutige Stand der Technik ist der Einsatz einer Porenmembran und das am häufigsten kommerziell eingesetzte Produkt ist Agfa Zirfon UTP. Der Übertritt von Gasen durch die Membran erfolgt in beide Richtungen und die übertretende Stoffmenge ist hauptsächlich abhängig vom Betriebsdruck. Aufgrund der geringeren Größe des H_2 -Moleküls tritt in der Regel deutlich mehr H_2 auf die O_2 -Seite der Elektrolyse über als umgekehrt. Relevant für die Aufbereitung ist jedoch die O_2 -Menge, die sich im Roh- H_2 befindet. Je nach Lastpunkt und somit Gasproduktion ergibt sich ein Volumenanteil an O_2 im H_2 .

Bei der AEL-Anlage in Grenzach-Wyhlen wurden beim Betriebsdruck von 30 bar über den gesamten Lastbereich Rohgasqualitäten von über 99,9 Vol.-% (H_2 3.0) erreicht. Für den Einsatz im Mobilitätsbereich kann dieser dann auf H_2 5.0 bzw. SAE J2719 mittels einer nachgeschalteten Reinigungs- und Trocknungsanlage aufbereitet werden.

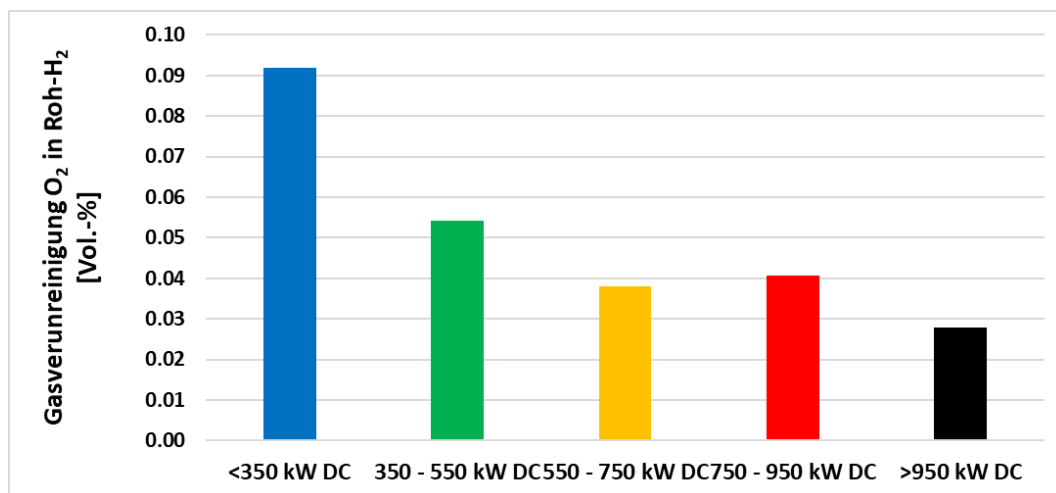


Abbildung 3-16: Gasqualität in Abhängigkeit des Lastpunkts bei der AEL in Grenzach-Wyhlen

Durch den Einsatz von protonenleitenden Nafion-Membranen bei der PEMEL sind die O_2 in H_2 -Gasverunreinigungen bei dieser Technologie geringer als bei der AEL.

3.3.5 Betriebs- und Performance-Kennwerte aus der Literatur

Folgende Tabelle gibt eine Übersicht über zentrale Eigenschaften der beiden Technologien AEL und PEMEL, wie sie in der Literatur berichtet werden (Buttler & Spliethoff, 2017), (Lange, Klose, Lippmann, & Urbas, 2023) (Holst, Aschbrenner, Smolinka, Voglstätter, & Grimm, 2021) (Smolinka, et al., 2018).

Tabelle 3-1: Übersicht über zentrale Eigenschaften der Elektrolyse-Technologien AEL und PEMEL aus der Literatur (Buttler & Spliethoff, 2017) (Lange, Klose, Lippmann, & Urbas, 2023)

	Einheit	AEL	PEMEL
Eigenschaft			
Kathodenreaktion		$2H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + 2OH^-$	$2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2$
Anodenreaktion		$2OH^- \rightarrow 1/2O_2 + H_2O + 2e^-$	$H_2O \rightarrow 1/2O_2 + 2H^+ + 2e^-$
Ladungsträger		OH^-	H^+
Elektrolyt		Flüssiger Elektrolyt KOH	Saure Polymermembran
Elektroden / Katalysator		Katalysator beschichtete Nickel-Substrate	Edelmetalle (Platin, Iridium)
Technology Readiness Level (TRL)	-	8-9 (industriereif)	7-8 (kommerziell verfügbar)
Betriebsparameter			
Temperaturbereich	°C	60-900	50-90
Typischer Betriebsdruck	bar	10-30	20-50
Zellstromdichte	mA/cm ²	200-600	800-2500
Zellspannung		1,6-2,25	1,6-3
Effizienz			
Wirkungsgrad Stack	kWh/Nm ³	4,2-4,8	4,4-5,0
	%LHV	63-71	60-68
	%HHV	74-84	70-80
Wirkungsgrad System	kWh/Nm ³	4,5-7	4,5-7,5
	%LHV	43-67	40-67
	%HHV	50-79	47-50
Degradation Effizienz	%/a	0,25-1,5	0,5-2,5
Lebensdauer	kh	55-120	60-100
Dynamik			
Betriebsbereich Nennlast	%	20-100	0-160
Anfahrzeit aus Zustand „Aus“	min	30-80	10-20
Anfahrzeit aus Standby	min	1-10	0-5

3.3.6 Kosten und Skalierungsperspektiven

In diesem Kapitel werden die aktuellen und perspektivischen Produktionskapazitäten von PEMEL und AEL gegenübergestellt. Davon ausgehend werden die heutigen Anlagenkosten mit den geschätzten Kosten im Jahr 2030 auch in Bezug auf chinesische Hersteller verglichen. Da neben den Anlagenkosten auch die Vollaststunden und der Strompreis die Produktionskosten von Wasserstoff beeinflussen, wird dies im letzten Abschnitt näher beleuchtet.

Eine Studie von BloombergNEF (BNEF) aus dem Jahre 2022 hat untersucht wie sich die Elektrolysekapazitäten von 2 GW auf 242 GW weltweit in den nächsten 8 Jahren entwickeln werden. Laut Herstellerangaben kann sich die Produktionskapazität innerhalb eines Jahres mehr als verdoppeln. Die alkalische Elektrolyse macht dabei zum jetzigen Zeitpunkt den größten Anteil aus ((BNEF), 2022).

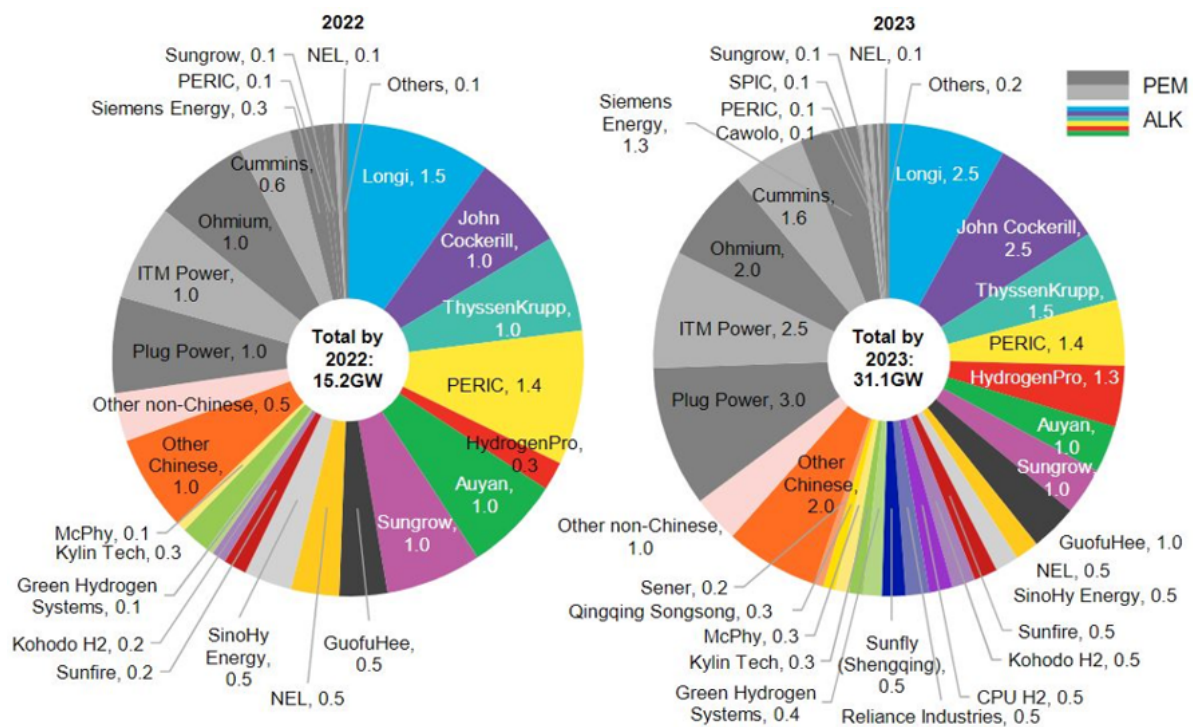


Abbildung 3-17: Übersicht über PEMEL und AEL-Produktionskapazitäten in den Jahren 2022 und 2023 ((BNEF), 2022)

Das liegt laut den Autoren unter anderem daran, dass die PEM Elektrolyse nicht ohne Edelmetalle der Platingruppe wie Iridium auskommt. Für jedes GW installierte PEMEL Leistung wird momentan noch 300-400 kg davon benötigt d.h. wenn die komplette weltweite Förderleistung von momentan ca. 8-9 t/Jahr in die Wasserstoffherstellung fließen würde, könnten max. 20-27 GW /a PEMEL-Produktion möglich sein (Handelsblatt, 2023). Iridium ist lediglich ein Beiprodukt der Platinförderung und mit dem Verbrenner-Aus im Jahre 2035 ist aufgrund der fallenden Platinpreise nicht mit einem Ausbau der Iridium Produktion zu rechnen (Handelsblatt, 2023). Die PEM-Elektrolyseure werden nur marktbeherrschend werden können,

wenn es gelingt den Edelmetallbedarf zu senken oder ein effektives Metallrecycling aufzubauen (Lichner, 2023).

In der europäischen Union sieht es nach dem Clean Hydrogen Monitor aus dem Jahre 2023 (Fonseca, et al., 2023) zum jetzigen Zeitpunkt ähnlich aus. Danach befinden sich 2023 insgesamt 1.6 GW_{el} Elektrolysekapazität im Aufbau, wobei davon 73 % der alkalischen Elektrolyse zugeordnet werden konnte. Allerdings zeigen die in Planung befindlichen europäischen Projekte einen stärkeren Anstieg der PEM-Technologie und so scheint sich dieser Anteil im Jahr 2030 auf 48 % zu reduzieren (Fonseca, et al., 2023).

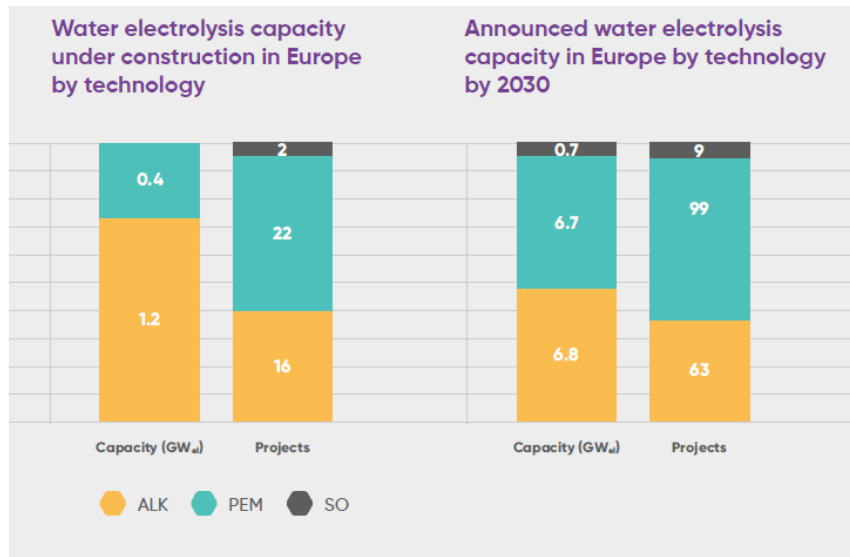


Abbildung 3-18: Übersicht über im Aufbau befindlicher Elektrolysekapazitäten und angekündigte Elektrolyse-Projekte in Europa (Fonseca, et al., 2023)

Beide Technologien werden sich in den nächsten Jahren weiter entwickeln. Während bei der alkalischen Elektrolyse die Erhöhung der Stromdichte im Vordergrund steht, wird die PEM Elektrolyse wie beschrieben den Edelmetallbedarf reduzieren müssen. Es ist noch offen, welche und ob eine Technologie marktbeherrschend sein wird. Es ist jedoch klar, dass für die Erreichung der ambitionierten weltweiten Ausbauziele für Wasserstoff beide Technologien gebraucht werden (Holst, Aschbrenner, Smolinka, Voglstätter, & Grimm, 2021).

Unklar ist auch noch in wieweit die AEM-Elektrolyse in Zukunft eine Rolle spielen wird. Die AEM-Elektrolyse kombiniert die Vorteile der PEMEL (geringe ohmsche Verluste durch MEA, Einsatz von reinem Wasser) mit der alkalischen Elektrolyse (günstige Katalysatoren auf Nickelbasis). So wird eine Hydroxid-leitende Membran-Elektrodeineinheit ohne Edelmetalle der Platingruppe eingesetzt. Allerdings ist die Lebensdauer und die Performance dieser Membranen zum jetzigen Entwicklungsstand noch stark eingeschränkt (Miller, et al.).

Wie aus Abbildung 3-17 zu erkennen ist, stellen chinesische Hersteller (Longi, Peric, Sungrow, SinoHy,...) einen Großteil der Fertigungskapazitäten, was einen extremen Kostendruck auf die europäische Hersteller zur Folge hat. Die Kosten für chinesische alkalische Elektrolyseure sind momentan etwa um den Faktor 4 geringer, dies liegt zum einen daran, dass Materialien

und Komponenten zu viel niedrigeren Preisen als im Westen bezogen werden können und zum anderen an geringen Arbeitskosten (Lichner, 2023). In der folgenden Abbildung ist die Preisstruktur für eine 10 MW Elektrolyseanlage mit 2 Stacks eines chinesischen Herstellers aus dem Jahre 2021 angegeben (Lichner, 2023).

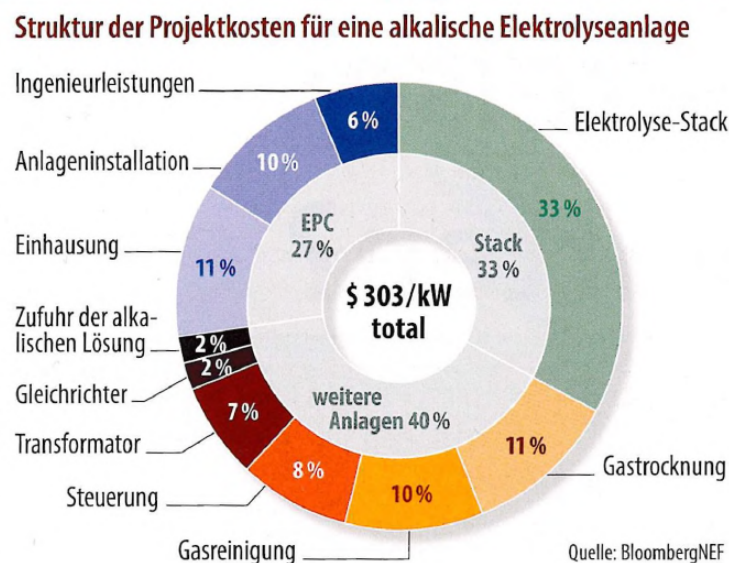


Abbildung 3-19: Übersicht über Preisstruktur für eine 10 MW Elektrolyseanlage (Handelsblatt, 2023)

Daher haben sowohl die Europäer (Clean hydrogen JU) als auch die Amerikaner (US Department of Energy) Entwicklungs- und Kostenziele definiert (s. Tabelle 3-2 und Tabelle 3-3). Die Kostenschätzungen beziehen sich dabei auf ein 100 MW System mit einer Lebensdauer von 10 Jahren in stationärem Betrieb. Die amerikanischen Kostenreduktionsziele sind deutlich ambitionierter und diese rechnen bereits im Jahre 2026 mit gleichen und deutlich geringeren Preisen für die AEL- und PEM Technologie und zwar mit 250 \$/kW.

Bei der PEMEL-Technologie sticht vor allem die Reduzierung der Edelmetalle der Platingruppe heraus. Während bei der alkalischen Elektrolyse die reduzierte Kaltstartzeit den größten Entwicklungssprung verzeichnet. Insgesamt nähern sich die Preise der AEL und PEM-Technologie an und der Preisunterschied zu den chinesischen Elektrolyseuren verringert sich immer weiter. Dafür muss eine automatisierte Fertigung aufgebaut und ausgelastet werden (Lichner, 2023).

Auch eine Studie des Fraunhofer Instituts ISE (Holst, Aschbrenner, Smolinka, Voglstätter, & Grimm, 2021) zeigt, dass 100 MW Systeme im alkalischen Bereich ein Kostenreduktionspotential von 663 €/kW im Jahre 2020 auf 444 €/kW im Jahre 2030 aufweisen. Für kleinere Anlagen (5MW) wird eine Reduktion von 949 €/kW in 2020 auf 726 €/kW (2030) erwartet. Ähnlich sind die erwarteten Einsparungen im PEM Bereich, so werden für 100 MW Systeme Kosten mit 720 €/kW in 2020 und 500 €/kW in 2030 veranschlagt. Während die Kosten in der 5MW-Klasse denen der alkalischen ähnlich sind und eine Reduktion von 980 €/kW auf 730 €/kW verzeichnen.

Tabelle 3-2: Aktueller Stand und Ziele für die Niedertemperaturelektrolyse nach (Clean Hydrogen JU, 2022)

No.	KPI	Unit	SoA 2020		Targets 2024		Targets 2030	
			AEL	PEMEL	AEL	PEMEL	AEL	PEMEL
1	Electricity consumption @ nominal capacity	kWh/kg	50	55	49	52	48	48
2	Capital cost	€/(kg/d) €/kW	1,250 600	2,100 900	1,000 480	1,550 700	800 400	1,000 500
3	O&M cost	€/(kg/d)/y	50	41	43	30	35	21
4	Hot idle ramp time	sec	60	2	30	1	10	1
5	Cold start ramp time	sec	3,600	30	900	10	300	10
6	Degradation	%/1,000h	0.12	0.19	0.11	0.15	0.10	0.12
7	Current density	A/cm ²	0.6	2.2	0.7	2.4	1.0	3.0
8	Use of critical raw materials as catalysts	mg/W	0.6	2.5	0.3	1.25	0.0	0.25

Tabelle 3-3: Aktueller Stand und Ziele für die Niedertemperaturelektrolyse nach (US Department of Energy, 2022)

No.	KPI	Unit	SoA 2022		Targets 2026		Ultimate Targets	
			AEL	PEMEL	AEL	PEMEL	AEL	PEMEL
	System							
Sy	Energy Efficiency @ nominal capacity	kWh/kg	55	55	52	51	48	46
Sy	Capital cost	\$/kW	500	1,000	250	250	150	150
Sy	H ₂ production cost	\$/kg	> 2.00	> 3,00	2.00	2.00	1.00	1.00
	Stack							
St	Cell performance	A/cm ² @ V	0.5 @ 1.9	2.0 @ 1.9	1.0 @ 1.8	3.0 @ 1.8	2.0 @ 1.7	3.0 @ 1.6
St	Electrical efficiency	kWh/kg	51	51	48	48	45	43
St	Av. degradation rate	%/1,000h	0.17	0.25	0.13	0.13	0.13	0.13
St	Total PGM content (both electrodes)	mg/cm ² (g/kW)	--	3.0 (0.8)	--	0.5 (0.1)	--	0.125 (0.03)

Neben den Investitionskosten spielen aber vor allem die Stromkosten und die Vollaststundenzahl eine bedeutende Rolle für die Wasserstoffgestehungskosten. In der folgenden Abbildung sind die Wasserstoffproduktionskosten für eine AEL und PEM-Anlage aus der Fraunhofer-Studie (Holst, Aschbrenner, Smolinka, Voglstätter, & Grimm, 2021) dargestellt. Dabei wurden Stromkosten von 50 €/MWh angesetzt. Es ist zu erkennen, dass die Investitionskosten den Wasserstoffpreis nur bis zu einer Vollaststundenzahl von 3000 h dominieren. Somit können die Wasserstoffproduktionskosten mit geringeren Strompreisen und höheren Vollaststunden gesenkt werden. Da sich die Investitionskosten und der Energieverbrauch beider Systeme zukünftig kaum unterscheiden werden, werden auch die Wasserstoffkosten beider Technologien (PEMEL und AEL) ähnlich sein.

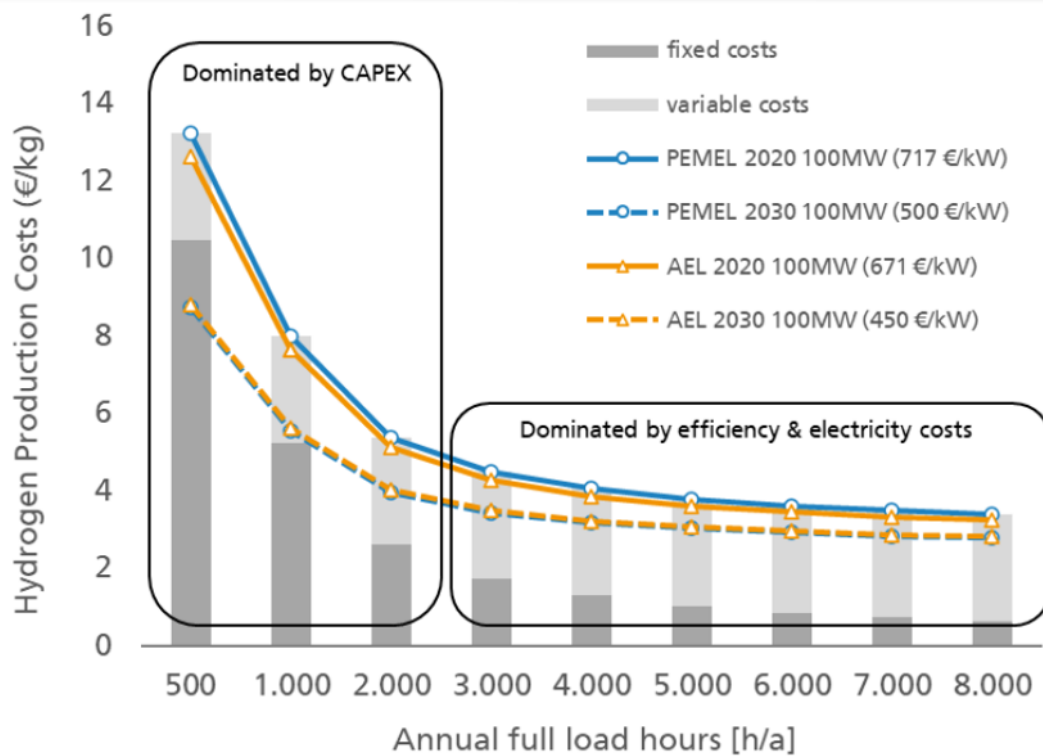


Abbildung 3-20: Wasserstoffproduktionskosten für PEMEL und AEL in 2020 und 2030 in Abhängigkeit der Volllaststunden (Holst, Aschbrenner, Smolinka, Voglstätter, & Grimm, 2021)

Der Clean Hydrogen Monitor aus dem Jahre 2023 (Fonseca, et al., 2023) geht davon aus, dass mit günstigem Windstrom in Norwegen, UK und Irland Wasserstoffproduktionskosten von 3.1 €/kg möglich sein werden.

3.3.7 Spezifische Vor- und Nachteile der beiden Technologien

Nachfolgend werden die Vor- und Nachteile der beiden in dieser Studie verglichenen Technologien beschrieben und daraus Entwicklungspotentiale abgeleitet.

Wesentlicher Vorteil der PEM-Technologie ist, dass deutlich höhere Stromdichten erreicht werden können. Das liegt an dem Einsatz eines Festelektrolyten und der direkten Verbindung der Elektroden mit der Membran über ein Ionomer. Die Gasentwicklung führt zu keiner Reduktion der Leitfähigkeit im Polymerelektrolyten und die ohmschen / Massentransport limitierten Überspannungen sind deutlich reduziert. Dadurch zeichnet sich diese durch ein kompakteres und einfacheres Design aus, welches zu einem geringeren Platzbedarf einer Anlage gleicher Leistungsklasse führt.

Darüber hinaus kann die PEMEL über einen größeren Lastbereich betrieben werden und das Lastwechsel- und Anfahrverhalten ist etwas schneller als bei der AEL, wodurch sie sehr gut für die direkte Kopplung mit fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen geeignet ist.

Die Rohgasqualität ist bei der PEMEL aufgrund der eingesetzten Membranen besser als bei der AEL, was zu einem geringeren Aufbereitungsaufwand führt.

Diesen Vorteilen stehen jedoch mehrere Nachteile gegenüber. Die hohen Stromdichten sind nur durch den Einsatz von Edelmetallelementen möglich, welche zum einen nur begrenzt zur Verfügung stehen und zum anderen dadurch auch sehr teuer sind.

Gemeinsam mit den hohen Kosten für die PFAS-basierten Membranen führt dies zu höheren spezifischen Investkosten für diese Technologie. Der Einsatz von PFAS-Materialien ist darüber hinaus aus Umweltschutzgründen umstritten.

In der Literatur wird außerdem von höheren Degradationsraten sowie geringeren Lebensdauern von PEMEL-Stacks berichtet.

Um den Nachteilen entgegen zu wirken, wird im FuE-Bereich versucht, die eingesetzte Menge an Edelmetallkatalysatoren je Zellfläche zu reduzieren, wodurch auch die Investitionskosten gesenkt werden sollen. Gleichzeitig soll die Effizienz weiter erhöht und die Degradation reduziert werden.

Ein wesentlicher Vorteil der AEL ist die Tatsache, dass nickelbasierte Katalysatoren eingesetzt werden können. Dies führt zu niedrigeren Stackkosten und somit zu geringeren spez. Investitionskosten.

Die AEL ist darüber hinaus in der Größe einfach skalierbar, denn die eingesetzte Membran quillt nicht und die Elektroden können stoffschlüssig mit der Bipolarplatte verbunden sein, wodurch auch es keine Kontaktwiderstände durch Oxidschichten auf der Sauerstoffseite geben kann.

Bei der AEL handelt es sich um eine etablierte und ausgereifte Technologie, die seit Jahrzehnten am Markt verfügbar ist und für die größere Stacks bis in den Multi-MW-Maßstab entwickelt wurden.



Abbildung 3-21: Bild eines 10 MW-AEL-Stacks der Fa. SynoHy Energy (China) als Beispiel für die Skalierbarkeit der AEL (SinoHy Energy, 2024)

Der ohmsche Spannungsverlust ist in einem alkalischen Elektrolyseur deutlich höher als bei der PEM-Elektrolyse. Das liegt zum einen daran, dass die Elektroden einen gewissen Abstand haben und auch das Diaphragma mit 0.5 mm dicker ist als bei der PEMEL. Zudem entsteht bei hohen Stromdichten viele Gasblasen, welche den Elektrolyten zwischen Membran und Elektrode verdrängen und damit den Widerstand zusätzlich erhöhen. Aus diesem Grund erfolgt der Betrieb der AEL bei niedrigeren Stromdichten, wodurch die benötigte Zellfläche für die gleiche Wasserstoffproduktion im Vergleich zur PEM Elektrolyse um etwa den Faktor 5 größer ist. Das wiederum bedeutet, dass die thermische Kapazität aufgrund des deutlich höheren Flüssigkeitsvolumen erhöht ist und damit die thermische Trägheit der alkalischen Elektrolyse zumindest aus dem Kaltstart deutlich erhöht ist.

Weitere Herausforderungen bei der AEL sind der korrosive Elektrolyt (KOH), der in Kombination mit reinem Sauerstoff hohe Anforderungen an die BOP-Materialien stellt.

Da aufgrund des flüssigen Elektrolyten und der eingesetzten Membran kein Differenzdruckbetrieb möglich ist, wird im Vergleich zur PEMEL eine niedrigere Wasserstoffreinheit erzeugt, die jedoch je nach H_2 -Einsatzziel durch eine nachgeschaltete Gasreinigung in der Regel problemlos angehoben werden kann.

Zwar ist die AEL nicht so dynamisch betreibbar wie eine PEMEL, allerdings ist die Dynamik hoch genug, um im Warmzustand alle Aufgaben des Regelenergiemarkts (PRL/SRL) zu erfüllen.

Bei der AEL stellt die Entwicklung verbesserter katalytischer Schichten, die höhere Stromdichten erlauben, ein zentrales Forschungsziel dar. Dadurch können die Produktionsraten pro Fläche erhöht und spezifische Investitionskosten weiter gesenkt werden. Mit der Reduzierung der Flächen geht auch eine Reduktion des KOH-Inventars und somit eine Beschleunigung des Kaltstarts einher. Gleichzeitig wird versucht, die Technologie weiter zu skalieren und größere Stacks bzw. Module und Anlagen zu entwickeln.

Darüber hinaus liegt ein Fokus auf der Entwicklung alternativer Membranen, die eine verbesserte Gasqualität erzeugen und somit gleichzeitig den Lastbereich nach unten vergrößern.

5 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Benötigte Gesamtenergie (ΔH), elektrische (ΔG) und thermische (ΔQ) Energie eines idealen Elektrolyseprozesses als Funktion der Temperatur (Buttler & Spliethoff, 2017)	8
Abbildung 2-2: Schematische Darstellung der realen Zellspannung in Abhängigkeit der Stromdichte. Eigene Darstellung nach (Smolinka, Water Electrolysis, 2009)	10
Abbildung 2-3: Schematische Darstellung einer AEL-Zelle nach (Holst, Aschbrenner, Smolinka, Voglstätter, & Grimm, 2021)	12
Abbildung 2-4: Schematische Darstellung eines AEL-Blocks nach (Holst, Aschbrenner, Smolinka, Voglstätter, & Grimm, 2021)	12
Abbildung 2-5: Schematische Darstellung einer AEL-Anlage nach (Holst, Aschbrenner, Smolinka, Voglstätter, & Grimm, 2021)	13
Abbildung 2-6: Elektrodenkonfigurationen a) aufliegen auf Diaphragma b) c) stoffschlüssige Verbindung mit der Bipolarplatte (Schmidt V., 2003)	14
Abbildung 2-7: Übersicht über bei der AEL eingesetzte Materialien in einem Stack	16
Abbildung 2-8: Schematische Darstellung einer PEMEL-Zelle nach (Holst, Aschbrenner, Smolinka, Voglstätter, & Grimm, 2021)	18
Abbildung 2-9: Schematische Darstellung eines PEMEL-Blocks nach (Holst, Aschbrenner, Smolinka, Voglstätter, & Grimm, 2021)	18
Abbildung 2-10: Schematische Darstellung einer PEMEL-Anlage nach (Holst, Aschbrenner, Smolinka, Voglstätter, & Grimm, 2021)	19
Abbildung 2-11: Aufbau einer PEM Zelle (Smolinka, PEM Water Electrolysis: Insights in Different Technology Options, 2023)	21
Abbildung 2-12: Übersicht über bei der PEMEL eingesetzte Materialien in einem Stack	22
Abbildung 3-1: Visualisierung der 1 MW-AEL-Anlage in Grenzach-Wyhlen	25
Abbildung 3-2: Foto der Power-to-Gas-Anlage in Grenzach Wyhlen auf dem Gelände des Wasserkraftwerks Wyhlen am Rhein	26
Abbildung 3-3: Blockschaltbild der AEL-Anlage in Grenzach-Wyhlen mit Darstellung der wichtigsten Monitoringgrößen und den Bilanzkreisen gemäß Kapitel 3.1	26
Abbildung 3-4: Blockschaltbild der PtG-Anlage im Energiepark Mainz (Kopp, et al., 2017)	27
Abbildung 3-5: Elektrolyseure im Energiepark Mainz (Quelle: https://www.energiepark-mainz.de/projekt/bilder/)	28
Abbildung 3-6: 1 MW-PEMEL-Anlage der Firma Hydrogenics am Standort Hamburg Reitbrook (Bayer, et al., 2016)	29
Abbildung 3-7: Wasserstoffproduktion und Wirkungsgrad in Abhängigkeit von der Gesamtstromaufnahme der PEMEL-PtG-Anlage des Energiepark Mainz nach (Kopp, et al., 2017)	31
Abbildung 3-8: Wasserstoffproduktion und Wirkungsgrad in Abhängigkeit von der Gesamtstromaufnahme der AEL-PtG-Anlage in Grenzach Wyhlen (eigene Auswertungen)	31
Abbildung 3-9: Verschiedene Wirkungsgrade der 1 MW-PEMEL in Hamburg Reitbrook in Abhängigkeit der Leistungsaufnahme nach (Bayer, et al., 2016)	32

Abbildung 3-10: Verschiedene Wirkungsgrade der 1 MW AEL-PtG-Anlage Grenzach Wyhlen in Abhängigkeit der Leistungsaufnahme (eigene Auswertungen).....	33
Abbildung 3-11: Musterprotokoll zum Nachweis der Erbringung von positiver aFRR (www.regelleistung.net, 2024).....	34
Abbildung 3-12: Musterprotokoll zum Nachweis der Erbringung von positiver FCR (www.regelleistung.net, 2024).....	35
Abbildung 3-13: Leistungsaufnahme der Elektrolyse der AEL-PtG-Anlage in Grenzach-Wyhlen beim Abfahren der Doppelhöckerkurve (Messdatenauflösung 1 Hz).....	35
Abbildung 3-14: Leistungsaufnahme der Elektrolyse der AEL-PtG-Anlage in Grenzach-Wyhlen während der 24h-PRL-Profilfahrt.....	36
Abbildung 3-15: Aufheizkurve des Elektrolyten beim einem Kaltstart der AEL in Grenzach-Wyhlen	37
Abbildung 3-16: Gasqualität in Abhängigkeit des Lastpunkts bei der AEL in Grenzach-Wyhlen	38
Abbildung 3-17: Übersicht über PEMEL und AEL-Produktionskapazitäten in den Jahren 2022 und 2023 ((BNEF), 2022)	40
Abbildung 3-18: Übersicht über im Aufbau befindlicher Elektrolysekapazitäten und angekündigte Elektrolyse-Projekte in Europa (Fonseca, et al., 2023)	41
Abbildung 3-19: Übersicht über Preisstruktur für eine 10 MW Elektrolyseanlage (Handelsblatt, 2023)	42
Abbildung 3-20: Wasserstoffproduktionskosten für PEMEL und AEL in 2020 und 2030 in Abhängigkeit der Volllaststunden (Holst, Aschbrenner, Smolinka, Voglstätter, & Grimm, 2021)	44
Abbildung 3-21: Bild eines 10 MW-AEL-Stacks der Fa. SynoHy Energy (China) als Beispiel für die Skalierbarkeit der AEL (SinoHy Energy, 2024)	46
Abbildung 4-1: Überblick Anbieter von Elektrolysetechnologien weltweit (alle Technologien und alle Leistungsklassen, eigene Recherche und Darstellung).....	47

6 Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Übersicht über zentrale Eigenschaften der Elektrolyse-Technologien AEL und PEMEL aus der Literatur (Buttler & Spliethoff, 2017) (Lange, Klose, Lippmann, & Urbas, 2023)	39
Tabelle 3-2: Aktueller Stand und Ziele für die Niedertemperaturelektrolyse nach (Clean Hydrogen JU, 2022)	43
Tabelle 3-3: Aktueller Stand und Ziele für die Niedertemperaturelektrolyse nach (US Department of Energy, 2022)	43

7 Literaturverzeichnis

- (BNEF), B. N. (14. November 2022). *A Breakneck Growth Pivot Nears for Green Hydrogen*. Von <https://about.bnef.com/blog/a-breakneck-growth-pivot-nears-for-green-hydrogen/> abgerufen
- Bayer, A., Fallisch, A., Föcker, H., Georg, A., Haubner, B., Jursic, D., . . . Voglstätter, C. (2016). Kompaktes 1 MW-PEM-Wasserstoffelektrolyse-System (KompEISys) - Regenerativer Wasserstoff für Mobilität und Energiespeicherung. *Abschlussbericht FKz 03BI110A*.
- Bourgeois, R. (2006). *General Electric Global Research Center - Alkaline Electrolysis Final Technical Report*.
- Buttler, A., & Spliethoff, H. (2017). *Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review*. Elsevier.
- Carmo, M., Fritz, D., Mergel, J., & Stolten, D. (2013). A comprehensive review on PEM water electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy, Volume 38, Issue 12*, 4901-4934.
- Clean Hydrogen JU. (2022). *Strategic Research and Innovation Agenda 2021 - 2027 - Annex*. Clean Hydrogen Partnership.
- Fabbri, E., Haberer, A., Waltar, K., Kötz, R., & Schmidt, T. (2014). Developments and perspectives of oxide-based catalysts for the oxygen evolution reaction. *Catalysis Science & Technology, Volume 4 (2014), Issue 11*, 3800-3821.
- Fonseca, J., Muron, M., Pawelec, G., Yovchec, I., Bellomo, N., Muse, K., . . . Durdevic, D. (2023). *Clean Hydrogen Monitor 2023*. Hydrogen Europe.
- Freudenberg Sealing Technologies. (2021). *From Manufactory to Gigafactory*. Von <https://www.fst.com/news-stories/press-releases/2021/from-manufactory-to-gigafactory/> abgerufen
- Handelsblatt. (28. 08 2023). *Iridium-Knappheit könnte Wasserstoff-Ausbau bremsen*. Von <https://www.handelsblatt.com/finanzen/maerkte/devisen-rohstoffe/energiewende-iridium-knappheit-koennte-wasserstoff-ausbau-bremsen/29352898.html> abgerufen
- Höh, M. (2017). *Poröse Transportschichten für die Polymerelektrolytmembran-Wasserelektrolyse*. Jülich, ISBN 978-3-95806-262-7.
- Holst, M., Aschbrenner, S., Smolinka, T., Voglstätter, C., & Grimm, G. (2021). *Cost Forecast for low-temperature electrolysis - technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems*. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE.
- Klose, C., Saatkamp, T., Münchinger, A., Bohn, L., Titvinidze, G., Breitweise, M., . . . Vierrath, S. (2020). All-Hydrocarbon MEA for PEM Water Electrolysis Combining Low Hydrogen Crossover and High Efficiency. *Advanced Energy Materials, 10 (2020)*.
- Kopp, M., Coleman, D., Stiller, C., Scheffer, K., Aichinger, J., & Scheppat, B. (2017). Energiepark Mainz: Technical and economic analysis of the worldwide largest Power-To-Gas plant with PEM electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy, Vol 42, Issue 19*, 13311-13320.

- Kraglund, M., Carmo, M., Schiller, G., Ansar, S., Aili, D., Christensen, E., & Jensen, J. (2019). Ion-solvating membranes as a new approach towards high rate alkaline electrolyzers. *Energy Environmental Science*, 2019, 12, 3313.
- Lange, H., Klose, A., Lippmann, W., & Urbas, L. (2023). *Technical evaluation of the flexibility of water electrolysis systems to increase energy flexibility: A review*. Elsevier.
- Lettenmeier, D. P. (2019). *Wirkungsgrad - Elektrolyse*. 91050 Erlangen: Siemens Corporate Technology Strategy & Business Development.
- Li, X., Walsh, F., & Pletcher, D. (2011). Nickel based electrocatalysts for oxygen evolution in high current density, alkaline water electrolysis. *Physical Chemistry Chemical Physics* 2011, 13, 1162-1167 .
- Lichner, C. (2023). Elektrolyseur-Preise: Was ist zu erwarten? *pv magazine November 2023*, 97-100.
- Mayyas, A., Ruth, M., Pivovar, B., Bender, G., & Wipke, K. (2019). *Manufacturing Cost Analysis for Proton Exchange Membrane Water Electrolyzers*. National Renewable Energy Laboratory.
- Mendoza, P. (2019). *Materials for intensified alkaline water electrolysis*. Electrochemical Conversion & Materials, Den Haag, 21.6.2019.
- Miles, M., Klaus, E. G., Locker, J., Serafin, W., & Srinivasan, S. (1978). The oxygen evolution reaction on platinum, iridium, ruthenium and their alloys at 80°C in acid solutions. *Electrochimica Acta, Volume 23, Issue 6*, 521-526.
- Miller, H., Bouzek, K., Hnat, J., Loos, S., Bernäcker, C., Weißgärber, T., . . . Meier-Haack, J. (kein Datum). Green hydrogen from anion exchange membrane water electrolysis: a review of recent developments in critical materials and operating conditions. *Sustainable Energy & Fuels*, 2020, 4, S. 2114-2133.
- Nasser, M., Megahed, T. F., Ookawara, S., & Hassan, H. (2022). *A review of water electrolysis-based systems for hydrogen using hybrid/solar/wind energy systems*. Springer.
- Panero, S. (2009). Electrochemical Theory: Thermodynamics. *Encyclopedia of Electrochemical Power Sources Vol. 2 J. Garche (Ed.)*, 1-7.
- Pletcher, D., Li, X., & Wang, S. (2012). A comparison of cathodes for zero gap alkaline water electrolyzers for hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy* 37(9):7429-7435.
- Scheffler, C., Förster, T., & Mäder, E. (2009). Beschleunigte Alterung von Glasfasern in alkalischen Lösungen: Einflüsse auf die mechanischen Eigenschaften. *4th Colloquium on Textile Reinforced Structures (CTRS4)*, (S. 63-74).
- Schmidt, T. (2022). *Wasserstofftechnik: Grundlagen, Systeme, Anwendung, Wirtschaft*. München: Hanser.
- Schmidt, V. (2003). *Elektrochemische Verfahrenstechnik - Grundlagen, Reaktionstechnik, Prozeßoptimierung*. Wiley-VCH Verlag.
- SinoHy Energy. (2024). *5MW/10MW Alkaline Water Electrolysis*. Von <https://www.sinohyenergy.com/5mw-10mw-alkaline-water-electrolysis/> abgerufen
- Smolinka, T. (2009). *Water Electrolysis*. (Elsevier, Hrsg.)

- Smolinka, T. (2023). *PEM Water Electrolysis: Insights in Different Technology Options*. Cluster Brennstoffzelle BW: Electrolysis Workshop, ZSW, Stuttgart, December 12th, 2023.
- Smolinka, T., Wiebe, N., Sterchele, P., Palzer, A., Lehner, F., Jansen, M., . . . Zimmermann, F. (2018). Studie IndWEde - Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme.
- Sterner, M., & Stadler, I. (2014). *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin/Heidelberg: Springer Vieweg.
- Syensqo. (2024). *Syensqo Green Hydrogen Production: Water Electolysis Usages*. Von <https://www.syensqo.com/en/solutions-market/green-hydrogen/water-electrolysis/usages> abgerufen
- US Department of Energy. (2022). *Hydrogen Production Related Links - Water Electrolyzer Technical Targets*. Von <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-related-links#targets> abgerufen
- Vermeiren, P., Adriansens, W., Moreels, J., & Leysen, R. (1998). Evaluation of the Zirfon® separator for use in alkaline water electrolysis and Ni-H₂ batteries. *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 23, Issue 5, 321-324.
- Wirtschaftsministerium BW. (2023). *Wirtschaft - Austausch zum Verbot der Ewigkeites-Chemikalien PFAS*. Von <https://www.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/austausch-zum-verbot-der-ewigkeites-chemikalien-pfas> abgerufen
- Wu, X., Scott, K., & Puthiyapura, V. (2012). Polymer electrolyte membrane water electrolyser with Aquivion® short side chain perfluorosulfonic acid ionomer binder in catalyst layers. *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 37, Issue 18, 13243-13248.
- www.regelleistung.net. (18. 01 2024). Von https://www.regelleistung.net/de-de/Infos-f%C3%BCr-Anbieter/Wie-werde-ich-Regelenergieanbieter-Pr%C3%A4qualifikation#dnn_ctr932_ModuleContent abgerufen
- Yde, L., Kjartansdottir, C., Allebrod, F., Mogensen, M.B., Moller, P., . . . Dierking, A. (2013). *2nd Generation Alkaline Electrolysis*.