



WASSERSTOFF  
KOMPASS



BEREITSTELLUNG

H<sub>2</sub>-Erzeugung





# WASSERSTOFF KOMPASS

## ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

- Regulatorischer Rahmen
- Zielgerichteter H<sub>2</sub>-Einsatz
- Fachkräftesicherung
- Akzeptanz und Sicherheit
- Klima und Ressourcen

## BEREITSTELLUNG

- H<sub>2</sub>-Erzeugung
- H<sub>2</sub>-Import
- Infrastruktur

## INDUSTRIEZWEIGE

- Stahlindustrie
- Chemische Industrie
- Raffinerien
- Zementindustrie
- Glasindustrie

## MOBILITÄT UND TRANSPORT

- Kraftfahrzeuge
- Schifffahrt
- Luftverkehr
- Schienenverkehr

## ENERGIEVERSORGUNG

- Gebäudewärme
- Prozesswärme
- Stromsystem

## GLOSSAR

## 1 Generelle Aspekte der Wasserstoffherzeugung

- 2 Status Quo der Wasserstoffherzeugung
- 2 Elektrolyse
- 4 Globale Elektrolyseprojekte
- 5 Elektrolyseentwicklung in Deutschland und weltweit
- 6 Rohstoffe für die Elektrolyseherstellung
- 6 Nicht elektrolysebasierte Prozesse zur Wasserstoffherzeugung

## 7 Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

- 7 Skalierung und Automatisierung
- 7 Alkalische Elektrolyse (AEL)
- 7 Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEM)
- 7 Hochtemperaturelektrolyse (SOEC)
- 8 Anionen-Austausch-Membran-Elektrolyse (AEM)
- 8 Salzwasserelektrolyse
- 8 Innovatives Design von Elektrolyseuren
- 8 Methanpyrolyse
- 9 Alternative Erzeugungsmethoden
- 9 Geologischer Wasserstoff

## 10 Handlungsoptionen (Wasserstoff)

- 10 Alkalische Elektrolyse (AEL)
- 17 Protonen-Austausch-Membran(PEM)-Elektrolyse
- 24 Hochtemperaturelektrolyse (SOEC)
- 31 Anionen-Austausch-Membran(AEM)-Elektrolyse

## 36 Handlungsoptionen (andere Technologien)

- 36 Methanpyrolyse
- 41 Erdgasdampfreformierung mit CCS
- 44 Thermische Verfahren zur Wasserstoffherzeugung aus Abfällen
- 48 Solare Thermochemie
- 50 Photoinduzierte Wasserspaltung

## 52 Literatur

# Wasserstoffherzeugung

- › Wasserelektrolyse wird zukünftig die dominierende Wasserstoffherzeugungstechnologie sein.
- › Unter den Wasserelektrolysetechnologien zeichnet sich keine Universallösung ab. Die unterschiedlichen Reifegrade der Elektrolysetechnologien erfordern weitere Entwicklungsschritte.
- › Der Elektrolyseurhochlauf startet erst. Erneuerbarer Wasserstoff wird absehbar ein knappes Gut bleiben. CO<sub>2</sub>-armer Wasserstoff wird wahrscheinlich als Brückentechnologie für den Markthochlauf benötigt.
- › Weitere alternative Erzeugungstechnologien werden aufgrund ihres niedrigen Technologiereifegrades für den Markthochlauf eine untergeordnete Rolle spielen, aber haben vielversprechende Potenziale, wie hohe Wirkungsgrade oder geringe Strombedarfe.

## Generelle Aspekte der Wasserstoffherzeugung

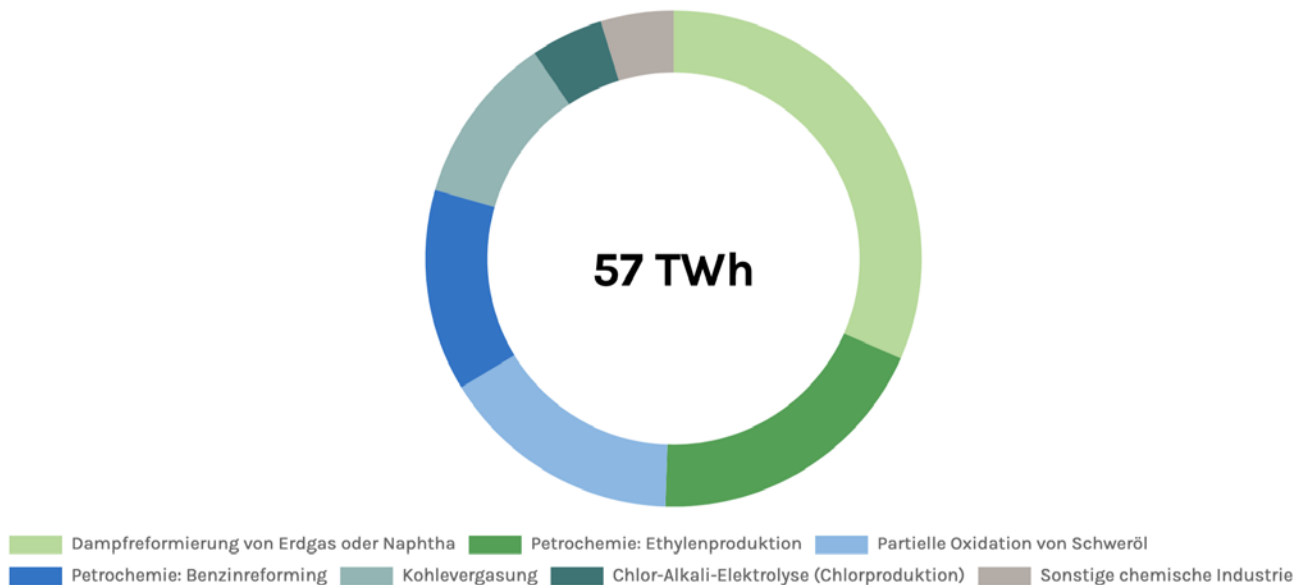
Die Nutzung fossiler Rohstoffe bei der bisherigen konventionellen Wasserstoffherzeugung verursacht hohe CO<sub>2</sub>-Emissionen. Aufgrund des perspektivisch steigenden Wasserstoffbedarfs zur Defossilisierung von Energiesystem und Industrie gilt es somit, auch die Wasserstoffherzeugung selbst zu defossilisieren. Die (Wasser-)Elektrolyse spielt hierbei eine zentrale Rolle. Aber auch alternative Erzeugungswege, wie Pyrolysetechnologien, (solar-)thermische Verfahren oder photo-induzierte Wasserspaltung, gilt es weiter zu beforschen und zu entwickeln.

## Status Quo der Wasserstofferzeugung

Aktuell beläuft sich die Wasserstoffproduktion in Deutschland auf etwa 57 Terawattstunden pro Jahr (Stand 2020 circa 1,7 Millionen Tonnen).<sup>[7],[9]</sup> Die direkte Wasserstofferzeugung über Erdgasdampfreformierung, partielle Oxidation von Schweröl sowie Vergasung von Kohle macht etwa 58 Prozent der deutschen Produktion aus (circa 33,3 Terawattstunden). Zu beachten ist dabei, dass nicht reiner Wasserstoff, sondern oftmals ein Wasserstoff-Kohlenstoffmonoxid-Gemisch entsteht, auch bekannt als Synthesegas. Je nach Anwendung kann dieses Synthesegas direkt verwertet werden oder bedarf weiterer Aufreinigung. In den restlichen 42 Prozent fällt Wasserstoff als Nebenprodukt an, beispielsweise im Rahmen der Ethylenproduktion oder in Raffinerieprozessen.<sup>[7]</sup>

### Wasserstofferzeugung

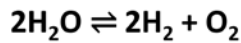
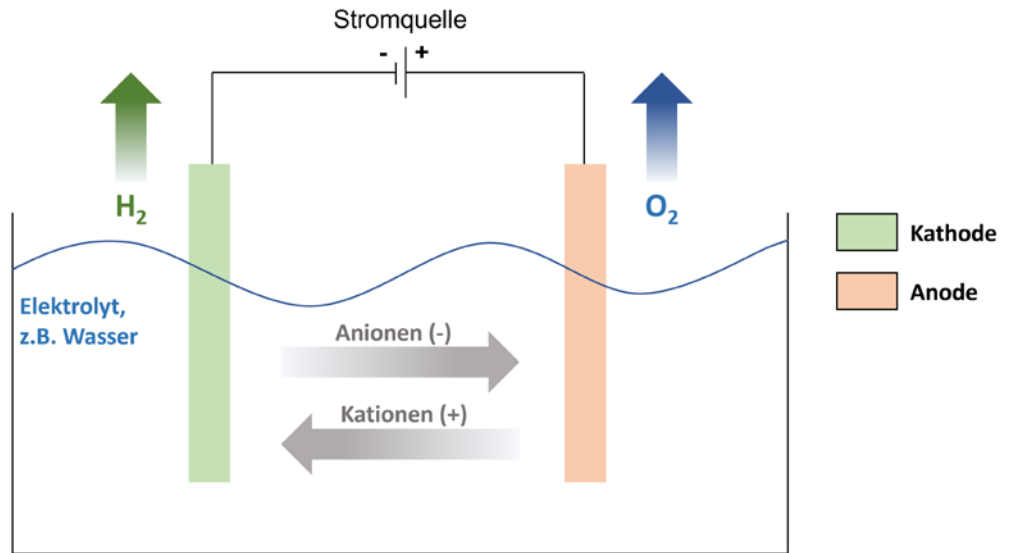
2020 wurden in Deutschland insgesamt 57 Terawattstunden Wasserstoff erzeugt.<sup>[9]</sup>



## Elektrolyse

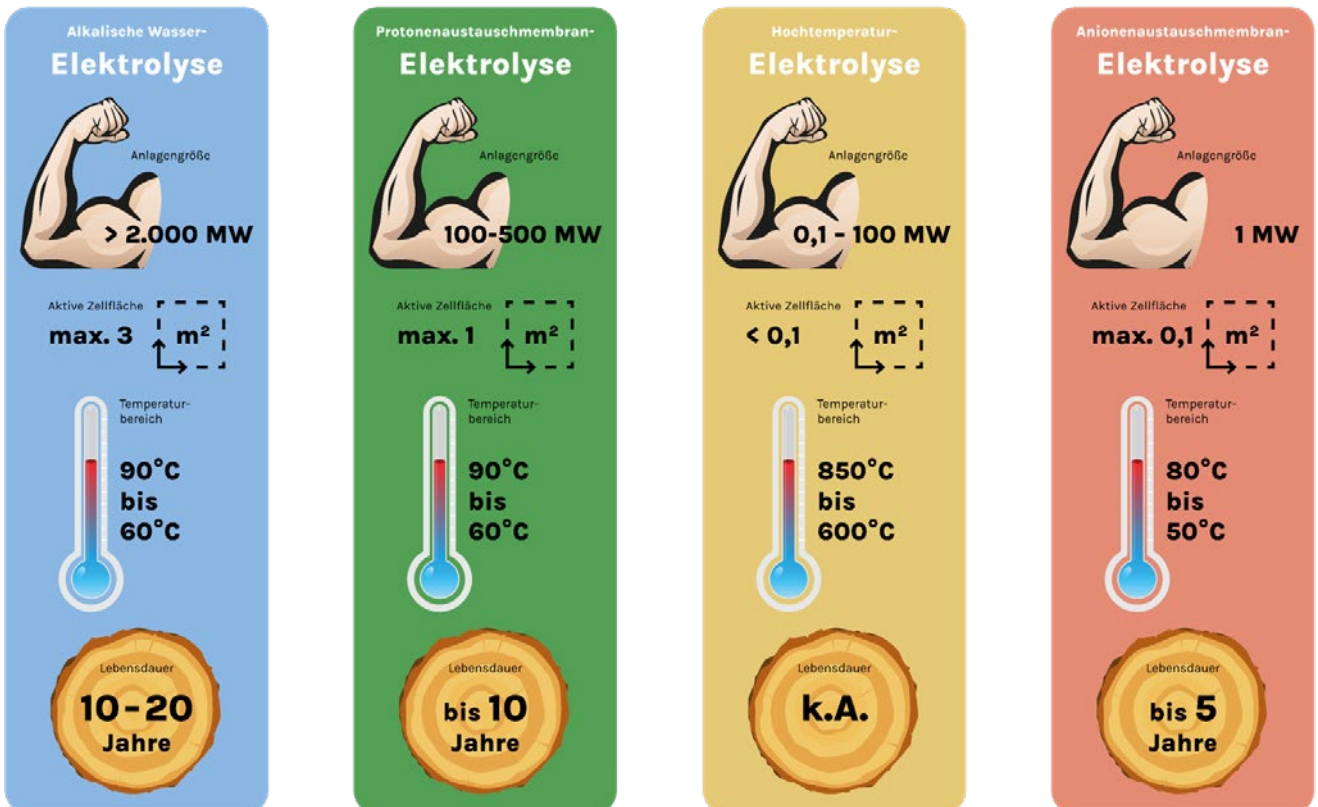
Mithilfe von Strom (Elektronen, e<sup>-</sup>) wird Wasser in Anionen (negativ geladene Teilchen) und Kationen (positiv geladene Teilchen) aufgespalten. Die Kationen reagieren an der Kathode zu Wasserstoff (H<sub>2</sub>). Die Anionen reagieren an der Anode zu Sauerstoff (O<sub>2</sub>). Die Reaktionsgleichung lautet dabei:  $2 \text{H}_2\text{O} + \text{Energie} \rightleftharpoons 2 \text{H}_2 + \text{O}_2$ . Die Gleichung verdeutlicht, dass Energie in Form von Strom investiert werden muss, um Wasserstoff mittels Wasserelektrolyse zu gewinnen.

Der Prozess kann auch umgekehrt werden. Hierbei reagieren Wasserstoff und Sauerstoff in einer Brennstoffzelle zu Wasser, unter Freisetzung elektrischer Energie ( $2 \text{H}_2 + \text{O}_2 \rightleftharpoons 2 \text{H}_2\text{O} + \text{Energie}$ ).



Es gibt verschiedene Technologien mit unterschiedlichen Reifegraden. Dieser Abschnitt zur Elektrolyse umfasst alle kommerziellen Elektrolysetechnologien, die in Deutschland und auch weltweit von zahlreichen Firmen industrialisiert werden. Ein Vergleich wichtiger Kenngrößen dieser Elektrolysetypen ist im Folgenden dargestellt.

Typische Betriebsparameter und Kennwerte der Elektrolyseure:

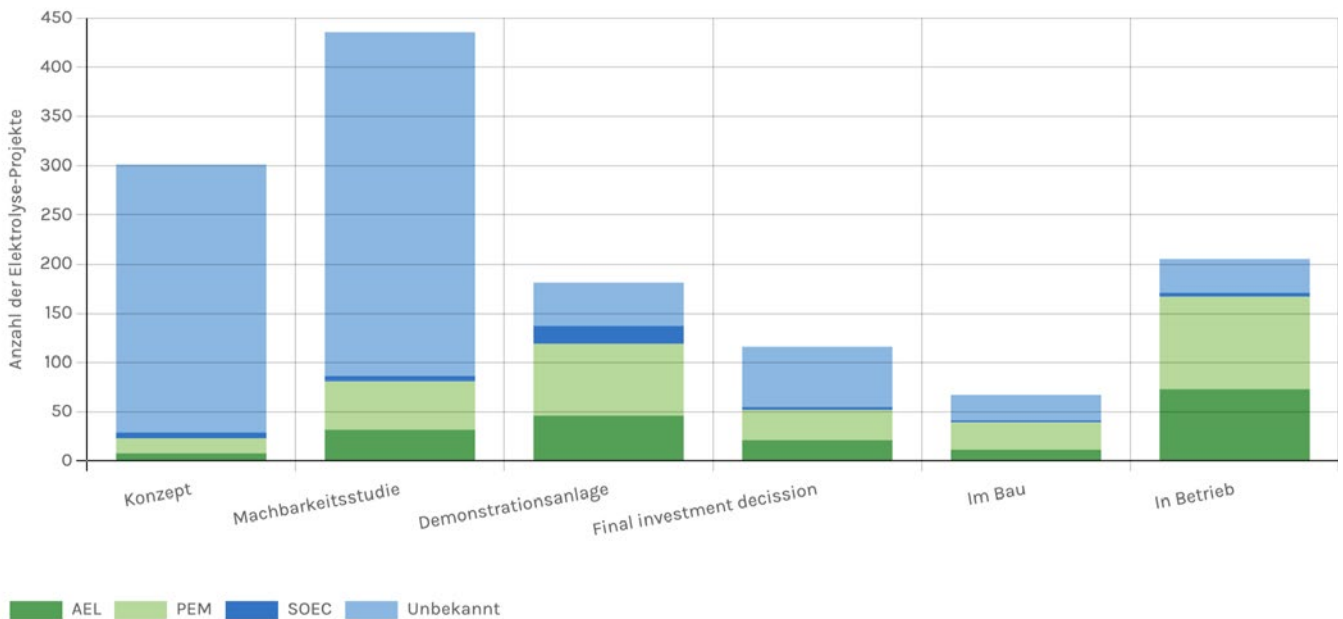


## Globale Elektrolyseprojekte

Aktuell befinden sich die alkalische Elektrolyse (AEL) und auch die Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (engl.: proton-exchange membrane, PEM) in einem technisch ausgereiften Zustand. Verbesserungen in den Bereichen der Dauerhaltbarkeit, der Skalierung und Industrialisierung werden durch wissenschaftliche Forschung und industrielle Weiterentwicklung vorangetrieben. Der Gigawatt- (bei AEL) beziehungsweise der Megawattmaßstab (bei PEM) scheint mit diesen Technologien in naher Zukunft erreichbar zu sein. Die Hochtemperaturelektrolyse (auch Festoxid-Elektrolyse oder Solid Oxid Electrolysis Cell, SOEC) wird global von wenigen Herstellern entwickelt und bietet unter den richtigen Rahmenbedingungen (Nutzung der prozessbedingten Abwärme von mehr als 180 Grad Celsius) einen relevanten Wirkungsgradvorsprung. Gleichwohl erscheinen die Industrialisierung und vor allem auch die Skalierung über den Kilowattbereich hinaus anspruchsvoll. Die Entwicklung der Anionen-Austausch-Membran-Elektrolyse (engl.: Anion Exchange Membrane, AEM) wird bisher nur von wenigen Firmen verfolgt. Dennoch ist das Interesse an der Industrialisierung dieser Technologie sehr stark gestiegen. Zahlreiche neue Forschungsprojekte zur Industrialisierung der AEM belegen diesen Trend. Dem Bereich der Grundlagenforschung wird die Salzwasserelektrolyse zugeschrieben, durch welche die Aufreinigung des Wassers vor der Elektrolyse entfallen könnte.

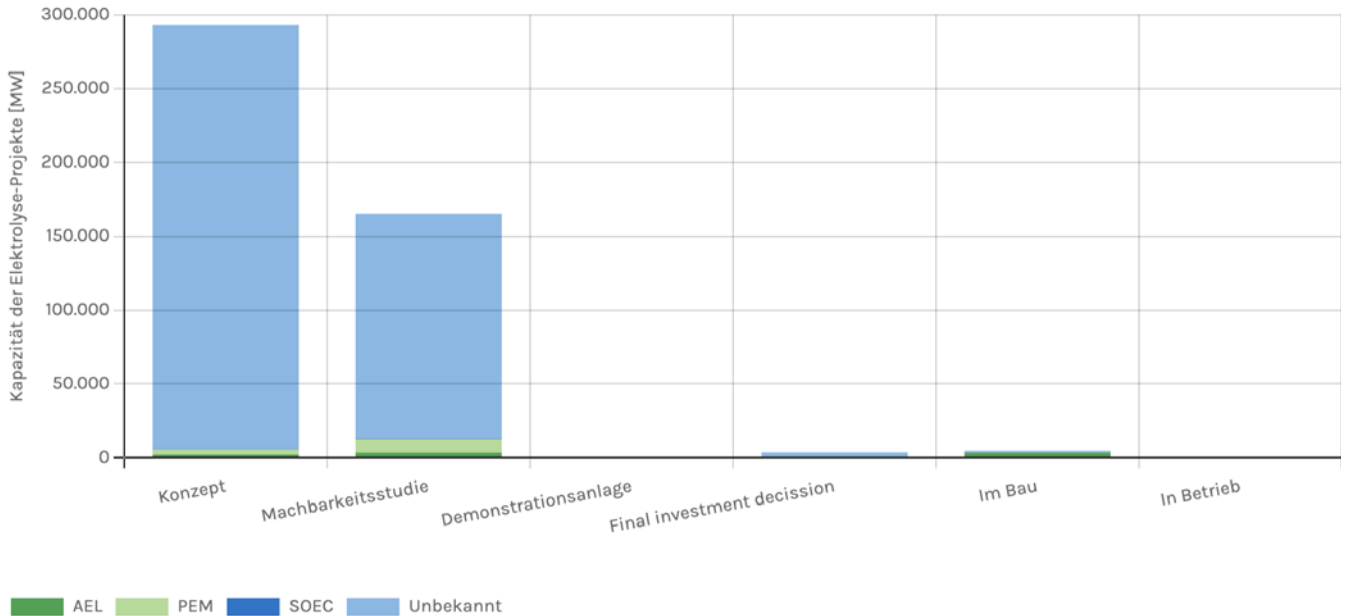
### Elektrolyse-Projekte

Anzahl der globalen Elektrolyse-Projekte nach Elektrolyse-Typ, Daten aus IEA 2022<sup>[10]</sup>



### Elektrolyse-Projekte

Globale Kapazität der Elektrolyse-Projekte in Megawatt elektrische Leistung nach Elektrolyse-Typ, Daten aus IEA 2022<sup>[10]</sup>



## Elektrolyseentwicklung in Deutschland und weltweit

Zahlreiche deutsche Unternehmen industrialisieren aktuell die Erzeugung erneuerbaren und CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoffs mittels Elektrolyse. Die in Deutschland entwickelten Elektrolyseure können als Premiumexportprodukt fungieren. Der heimische Elektrolyseurmarkt wird von den deutschen Herstellern mehrheitlich als Testfeld gesehen. Projekte dienen vor allem der Demonstration der Leistungsfähigkeit der Anlagen, aber auch der Datensammlung und der Sicherung des Know-hows.

Aktuell sind Elektrolyseprojekte in Deutschland noch nicht wirtschaftlich. Aufgrund der hohen Investitionen sind staatliche Förderungen notwendig. Ein Treiber der Elektrolyseurherstellungskosten sind notwendige metallische Rohstoffe wie Platin oder Kobalt. Beim Betrieb der Elektrolyseure spielt vor allem der Strompreis eine entscheidende Rolle.

Eine besondere Rolle als Keimzellen für die Hochskalierung der Wasserstoffproduktion werden Elektrolyseprojekte in der Chemie, Petrochemie und Stahlindustrie spielen. Aber auch Insellösungen in anderen Industriezweigen und Tankstellen stellen einen ersten Elektrolyseurmarkt in Deutschland dar.

Perspektivisch, bis 2030, ist mit einer Verschiebung der Elektrolyseurinstallationen in Regionen mit hohem Erneuerbare-Energien-Potenzial zu rechnen. Noch vor 2030 wird der Gigawattmaßstab auf internationaler Ebene zur Normalität werden.

Aus ökonomischen Effizienzgründen könnte diese Entwicklung längerfristig auch wieder zu einem Rückgang der Elektrolysekapazitäten in Deutschland führen. Die Wasserstoffversorgung würde dann gegebenenfalls nahezu vollständig aus dem Ausland erfolgen.<sup>[38]</sup>

Mit seinem sich abzeichnenden enormen Bedarf an erneuerbarem H<sub>2</sub> sticht der chinesische Markt im weltweiten Vergleich hervor. Gleichwohl wird der Zugang zum chinesischen Markt für deutsche Elektrolyseurhersteller als schwierig bewertet.

## Rohstoffe für die Elektrolyseurherstellung

Aktuell wird die Verfügbarkeit metallbasierter Rohstoffe zum Bau von Elektrolyseuren als gut bewertet.<sup>[3][13]</sup>

Im Zeithorizont bis 2030 kann ein Mangel an Iridium entstehen, bedingt vor allem durch den Einstieg der Grundstoffindustrie im Gigawattmaßstab. Dies betrifft vor allem die PEM-Elektrolyse und berücksichtigt bereits eine technologische Weiterentwicklung, die die Iridium- und Platinbeladungen der Elektroden mittel- bis lang-fristig um eine Größenordnung sinken lassen. Das Recycling und auch das Refurbishment (Aufarbeitung spezifischer Stack-Komponenten) werden seitens der Elektrolysehersteller berücksichtigt.

Die Auswirkungen eines EU-weiten potenziellen Verbots der per- und polyfluorierten Chemikalien (PFAS) sind für die Hersteller der PEM-Elektrolyse relevant. Zu den heute in der PEM-Elektrolyse eingesetzten PFAS-Membranen gibt es aktuell und in naher Zukunft keine langzeitstabile Alternative.<sup>[15]</sup> Für die anderen Technologien spielen PFAS-basierte Membranen keine Rolle. Für Dichtungen werden PFAS bei allen Elektrolyse-technologien verwendet. Zu beachten gilt, dass kein globales PFAS-Verbot im Raum steht. Dies würde bei einem EU-weiten Verbot erhebliche Wettbewerbsnachteile für europäische Unternehmen nach sich ziehen.

## Nicht elektrolysebasierte Prozesse zur Wasserstofferzeugung

Neben elektrolytischen Prozessen gibt es auch eine Reihe anderer Technologien und Prozesse, über die eine erneuerbare beziehungsweise CO<sub>2</sub>-arme Wasserstofferzeugung möglich ist:

- > Erdgasdampfreformierung inklusive CO<sub>2</sub>-Abscheidung
- > Methanpyrolyse
- > Thermische Verfahren zur Wasserstofferzeugung aus Abfällen
- > Solare Thermochemie
- > Photoinduzierte Wasserspaltung



# Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

## Skalierung und Automatisierung

- › Um eine Reduktion der Herstellungskosten von Elektrolyseuren zu erreichen, ist es elementar, dass sowohl eine Skalierung als auch eine Automatisierung der Produktion verwirklicht wird.

## Alkalische Elektrolyse (AEL)

- › Ein Entwicklungsfokus ist die Kostenreduzierung des Diaphragmas und der Beschichtung (Coating).

## Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEM)

- › Eine Senkung des Iridium-Anteils wird benötigt, um die Kosten für PEM weiter reduzieren zu können.
- › Zu den heute in der PEM eingesetzten PFAS-Membranen gibt es aktuell und in naher Zukunft keine langzeitstabile Alternative. Der Forschung und Entwicklung an PFAS-freien Alternativen kommt damit eine hohe Relevanz zu.

## Hochtemperaturelektrolyse (SOEC)

- › Die SOEC weist aktive Zellflächen im Bereich von 0,1 Quadratmeter auf. Eine Vergrößerung dieser Zellflächen ist daher ein wichtiger F&E-Bedarf.
- › In der SOEC werden seltene Rohstoffe wie beispielsweise Scandium oder Yttrium verwendet. Eine Reduktion dieser Rohstoffe oder die Suche nach Alternativen könnten daher in Zukunft einen relevanten F&E-Bedarf darstellen.
- › Die P-SOEC verwendet protonenleitende Membranen und kann bei niedrigeren Temperaturen als die »klassische« SOEC betrieben werden (500 versus 800 Grad Celsius). Dieses niedrigere Temperaturniveau bringt Vorteile für das Dichtungssystem mit sich. Gleichwohl sind für die P-SOEC noch die Wirtschaftlichkeit und vor allem die Lebensdauer zu verbessern.

## Anionen-Austausch-Membran-Elektrolyse (AEM)

- › Es gilt, die Lebensdauer insbesondere im Vergleich mit den anderen Technologiearten weiter zu steigern.
- › Zellflächen: Die AEM weist aktive Zellflächen in der Größenordnung kleiner 0,1 Quadratmeter auf. Eine Vergrößerung dieser Zellflächen ist daher ein wichtiger F&E-Bedarf.

## Salzwasserelektrolyse

- › Durch den Einsatz einer Salzwasserelektrolyse könnte die energieintensive Aufreinigung von Wasser für den Elektrolyseurbetrieb vermieden werden. Die Salzwasserelektrolyse wird aktuell eher der Grundlagenforschung zugeschrieben, sodass hier weitere F&E-Tätigkeiten benötigt werden, bevor ein großskaliger Einsatz erfolgen kann.

## Innovatives Design von Elektrolyseuren

- › Beim konventionellen Elektrolyseverfahren gibt es grundsätzliche Effekte, die die Effizienz begrenzen.
- › So wird beispielsweise die Bildung von Gasblasen in einem flüssigen Medium erschwert, und die Reaktion zur Bildung von Sauerstoff ist schwieriger und langsamer als die Bildung von Wasserstoff. Solche Effekte erfordern derzeit eine höhere Überspannung, was einen höheren elektrischen Energieeinsatz für die gleiche Menge an produziertem Wasserstoff bedeutet.
- › Innovative Lösungen im Elektrolyseurdesign, wie eine Trennung der Einzelreaktionen <sup>[56]</sup> oder membranfreie Ansätze <sup>[57]</sup> könnten hier Abhilfe schaffen.

## Methanpyrolyse

- › Die Methanpyrolyse steht aktuell noch nicht in industrieller Größenordnung zur Verfügung. Daher gilt es, die Technologie hochzuskalieren und im ersten Schritt in den entsprechenden Demonstrationsmaßstab zu überführen.
- › Es gilt Fragen rund um die Integration der Methanpyrolyse in Prozessketten zu klären.
- › Es muss einen sicheren und dauerhaften Umgang mit dem anfallenden Kohlenstoff etabliert werden, um zu verhindern, dass CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Nutzung des Kohlenstoffs anfallen.
- › Wasserstoff kann bisher nur auf atmosphärischem Druckniveau erzeugt werden. Ein F&E-Bedarf könnte daher sein, die Erzeugung von Wasserstoff unter Prozessdruckbedingung zu erreichen. Dies würde dazu führen, eine anschließende Gaskompression zu vermeiden.

## Alternative Erzeugungsmethoden

- › Um der Transport von Abfällen zu vermeiden, sollen thermische Verfahren Anlage zur H<sub>2</sub>-Erzeugung eher dezentral und dementsprechend auf kleinen Maßstab sein, aber trotzdem effizienter werden. Thermische Verfahren erfordern zurzeit eine konstante eingehende Abfallzusammensetzung; eine höhere Toleranz gegenüber Schwankungen der Zusammensetzung muss erforscht werden.
- › Solar thermochemische Verfahren müssen hochskaliert und die Wirkungsgrade deutlich erhöht werden, um wirtschaftlich agieren zu können. Weitere Materialien, die auch unter schwierigen Bedingungen effizient arbeiten, müssen entwickelt werden.
- › Für photo-induzierte Wasserspaltung müssen die entsprechenden Zellen größer und die Lebensdauer länger werden. Es ist auch theoretisch möglich Katalysatoren mit kostengünstigen, reichlich vorhandenen Materialien zu entwickeln, dies ist aber mit weiteren FuE-Aktivitäten verbunden.

## Geologischer Wasserstoff

- › Wasserstoff kann auch in natürlichen Lagerstätten vorkommen (und wird dann »weißer H<sub>2</sub>« genannt). Die Entstehung solcher Vorkommen sollte weiter untersucht werden.
- › Einige geologische Formationen haben die Eigenschaft, Wasserstoff auf natürliche Weise durch Redoxreaktion zwischen dem in ihren Mineralien enthaltenen Eisen und vorhandenem Wasser zu erzeugen.<sup>[23]</sup> Dies könnte eventuell auch künstlich herbeigeführt werden.

### AUSWAHL ÖFFENTLICH GEFÖRDERTER PROJEKTE

- › H2Giga  
<https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/h2giga>
- › Refhyne  
<https://www.refhyne.eu/de/homepage-2/>
- › Reallabore und IPCEI Projekte

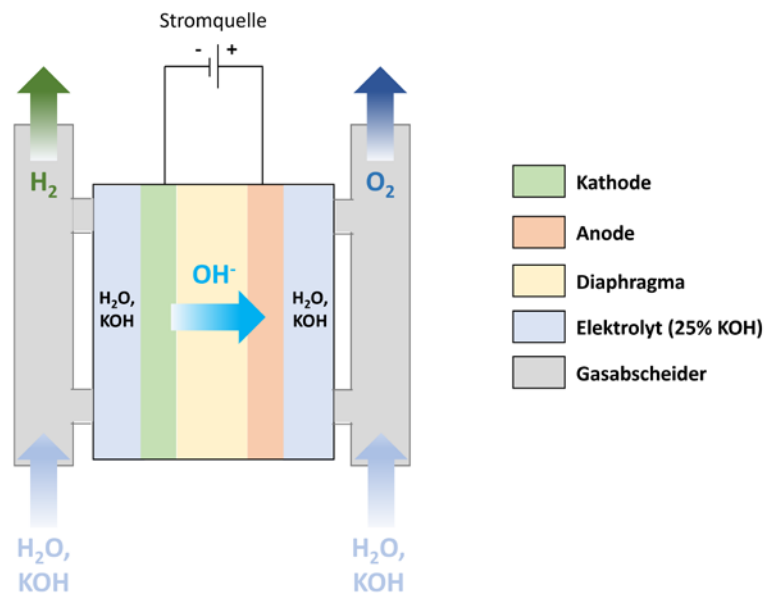
### PUBLIKATIONEN

- › Wasserstoff-Kompass (2022): Rohstoffe für die Elektrolyseur-Produktion.  
[https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user\\_upload/img/news-und-media/dokumente/2022-09\\_Rohstoffe\\_Elektrolyseurproduktion.pdf](https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/2022-09_Rohstoffe_Elektrolyseurproduktion.pdf)
- › Elektrolysemonitor  
<https://www.wasserstoff-kompass.de/elektrolyse-monitor>

# Handlungsoptionen Wasserstoff

## Alkalische Elektrolyse (AEL)

In der alkalischen Elektrolyse (AEL) werden Wasser (H<sub>2</sub>O) und Kaliumhydroxid (KOH) zu einer 25-prozentigen Kalilauge gemischt, welche als Elektrolyt dient. Diese zirkuliert im ganzen System. Die beiden Halbzellen werden durch eine permeable Membran – das Diaphragma – getrennt. Zwischen den beiden Metallelektroden (edelmetallfrei, beispielsweise aus Nickel) wird eine Spannung angelegt. Dadurch wird Wasserstoff an der Kathode erzeugt (Kathodenreaktion:  $4\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \rightleftharpoons 2\text{H}_2 + 4\text{OH}^-$ ) und über den Gasabscheider (Kathodenseite) freigesetzt. Das parallel entstandene Hydroxid-Ion (Ladungsträger der AEL) wandert durch das Diaphragma zur Anode. Dort wird Sauerstoff erzeugt und über den anodischen Gasabscheider freigesetzt (Anodenreaktion:  $4\text{OH}^- \rightleftharpoons \text{O}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^-$ ).



### Voraussetzungen

- > Die Verfügbarkeit von entsalztem Wasser ist elementar für die AEL.
- > Es müssen ausreichende Mengen erneuerbaren Stroms verfügbar sein.
- > Die entsprechende Infrastruktur, etwa Netzkopplungspunkte, muss gegeben sein.
- > Die Herstellung der Stacks sollte zukünftig automatisiert erfolgen.

### Vorteile

- › Die AEL ist eine etablierte Technologie.
- › Die AEL hat einen geringeren Edelmetallanteil als andere Elektrolyseurarten.
- › Eine hohe Langzeitstabilität ist gegeben.
- › Die AEL weist verhältnismäßig niedrige Investitionskosten auf.
- › Die AEL erzielt hohe Umwandlungswirkungsgrade (65 Prozent).
- › Einige Hersteller werden in den nächsten Jahren die Produktionskapazität von 1 bis 5 Gigawatt pro Jahr erreichen.

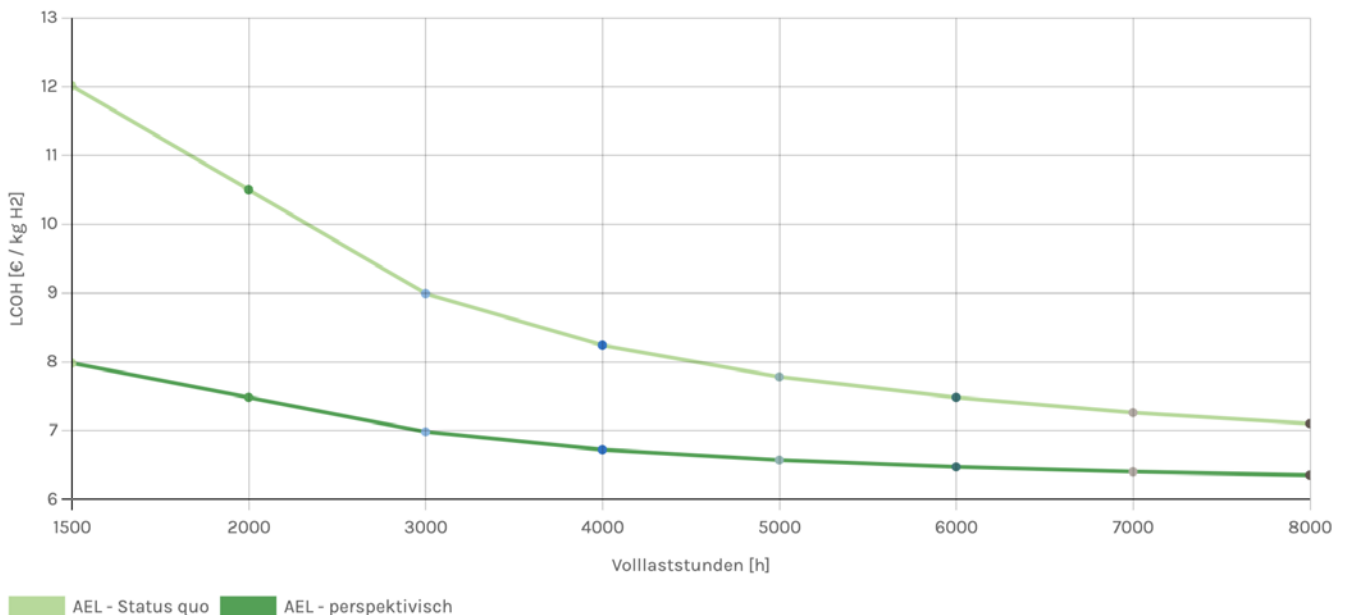
Die AEL weist im Vergleich der Elektrolysetechnologien bisher die größten Zellflächen auf (aktive Zellfläche von etwa drei Quadratmetern). Diese Zellfläche lässt sich jedoch ökonomisch nicht weiter sinnvoll steigern. Damit ist das Potenzial zur Steigerung der Zellfläche ausgeschöpft.

### Nachteile

- › Die alkalische Elektrolyse kann nicht flexibel an- und abgefahren werden (weniger als 1 Prozent Laständerung pro Sekunde<sup>[10]</sup>).
- › Ohne aufwendige Nachbereitung (beispielsweise Gasaufbereitung oder Trocknung) kann nicht die gewünscht Wasserstoffreinheit von 99,999 Prozent erreicht werden.<sup>[21]</sup>
- › Es wird eine hochprozentige Kalilauge (25 Prozent) benötigt.

### LCOH der AEL

Berechnet nach <sup>[37]</sup> unter Berücksichtigung durchschnittlicher aktueller und zukünftiger Stackkosten, Stromkosten von 10 Cent pro Kilowattstunde, Pre-Investment-Kosten von 15% der CAPEX, einem Operating und Maintenance Anteil von 5% der CAPEX sowie einem Diskontierungsfaktor von 8%.



### Ökonomische Aspekte

Aktuelle Stackkosten werden mit 1.000 bis 1.400 Euro pro Kilowatt beziffert.<sup>[14]</sup> Unter Beachtung der Systemgrenzen erscheinen reduzierte Investitionskosten von 300 bis 500 Euro je Kilowatt bis 2030 realistisch.<sup>[3][8]</sup>

Der Elektrolyse-Stack ist nicht der primäre Kostentreiber. Die Infrastruktur- und Balance of plant (BOP)-Kosten (Pumpen, Ventile, Rohre, Netzanschluß usw.) tragen einen erheblichen Teil zu den Investitionskosten (CAPEX) bei. Die Betriebskosten (OPEX) werden größtenteils durch die Stromkosten bestimmt. Beispielhaft dargestellt ist die Entwicklung der Wasserstofferzeugungskosten (Levelized cost of hydrogen, LCOH) abhängig von den Volllaststunden für die AEL mit den aktuellen und zukünftigen durchschnittlichen Stack-Kosten von 1.200 Euro beziehungsweise 400 Euro pro Kilowatt.

### Versorgungssicherheit

Durch die nicht fossile Wasserstofferzeugung kann die AEL dazu beitragen, die Abhängigkeit von Erdgas zu reduzieren.

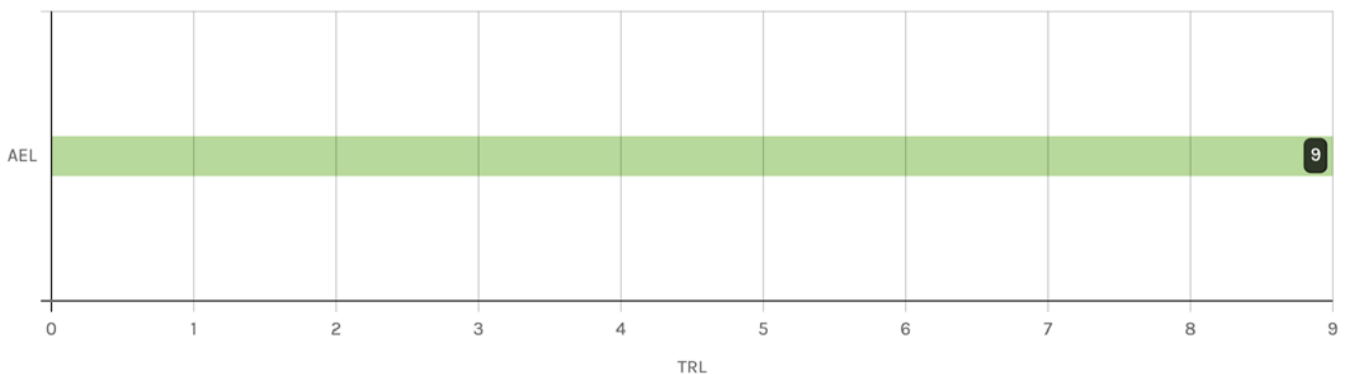
### Akteur\*innen

> AEL-Hersteller

### Technologiereifegrad

#### Technologiereifegrad

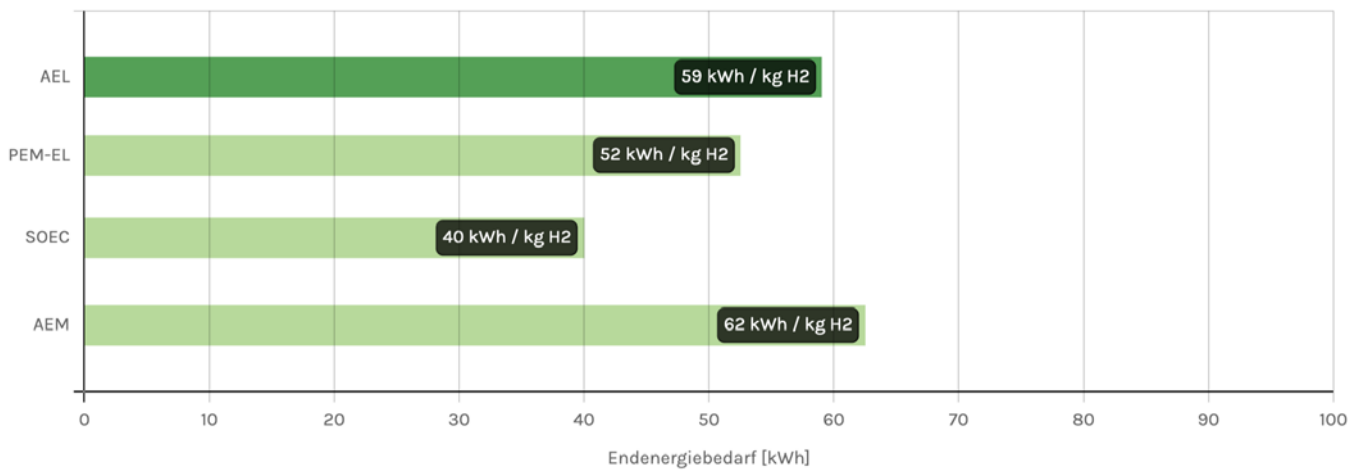
Der Technologiereifegrad für die alkalische Elektrolyse beträgt 9.



## Endenergiebedarf

### Endenergiebedarf

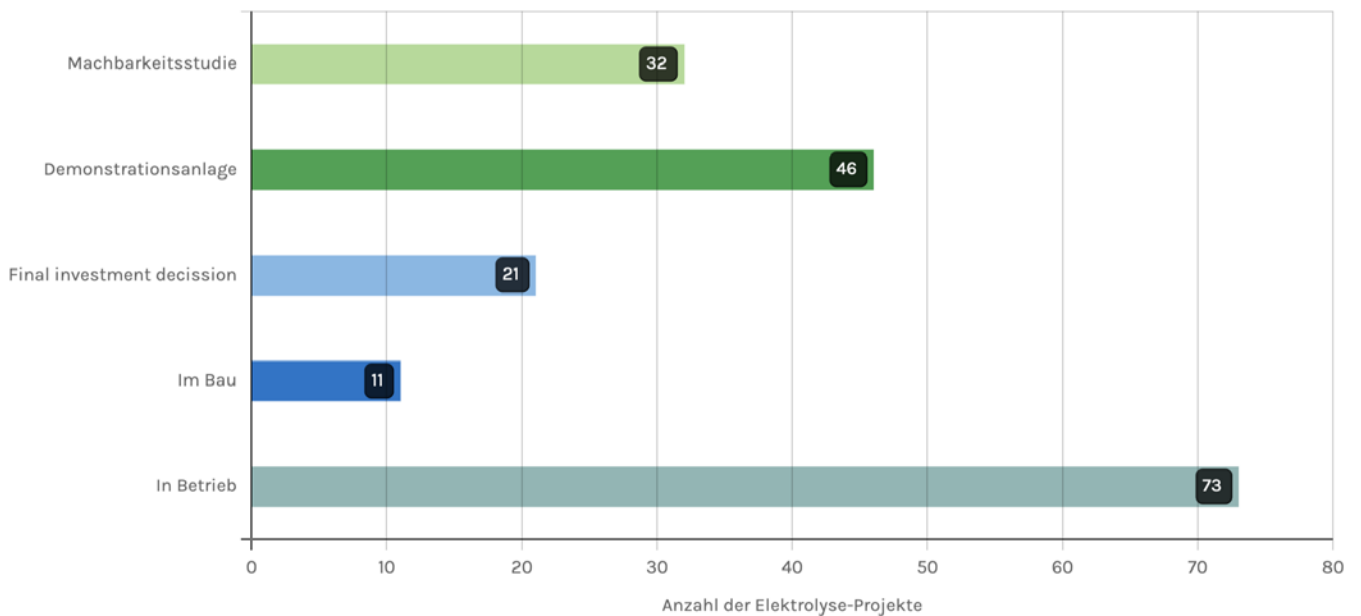
Um 1 Kilogramm Wasserstoff über die alkalische Elektrolyse zu erzeugen, sind 59 Kilowattstunden elektrische Energie notwendig.



## Anzahl der Projekte nach Projektstatus

### Alkalische Elektrolyse

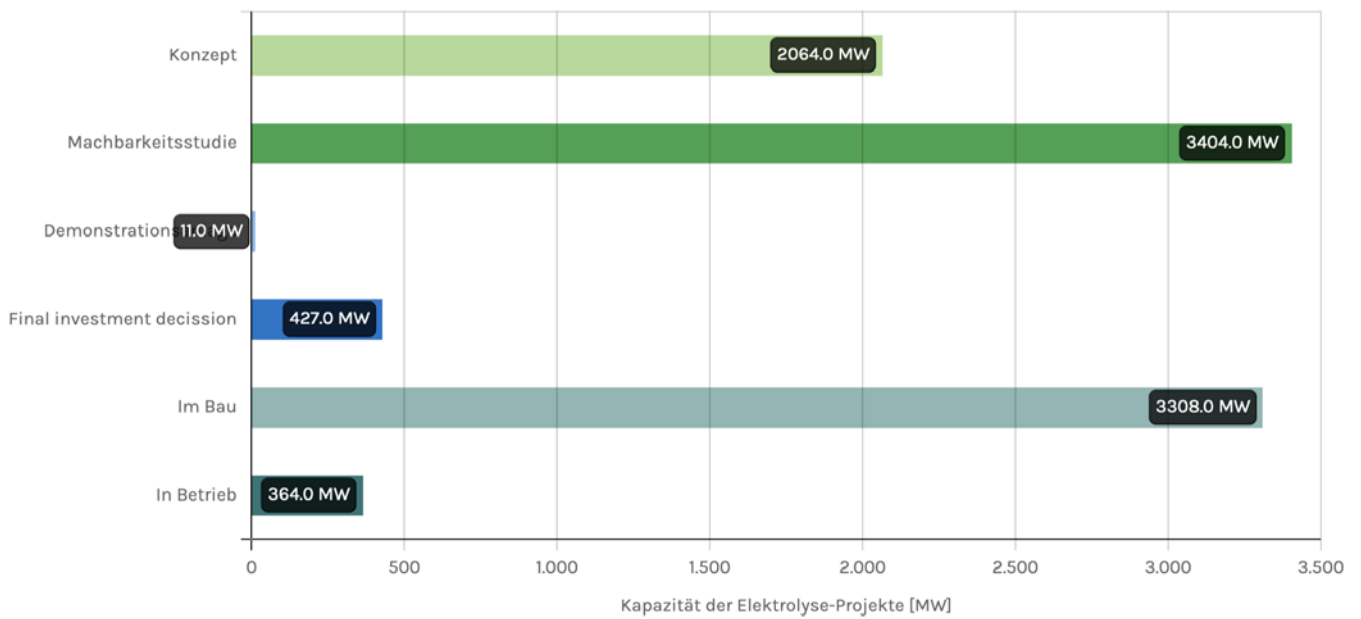
Anzahl der alkalischen Elektrolyse-Projekte, Daten aus IEA 2022<sup>[10]</sup>



## Elektrolysekapazität nach Projektstatus

### Alkalische Elektrolyse

Kapazität der alkalischen Elektrolyse-Projekte in Megawatt elektrische Leistung, Daten aus IEA 2022<sup>[10]</sup>



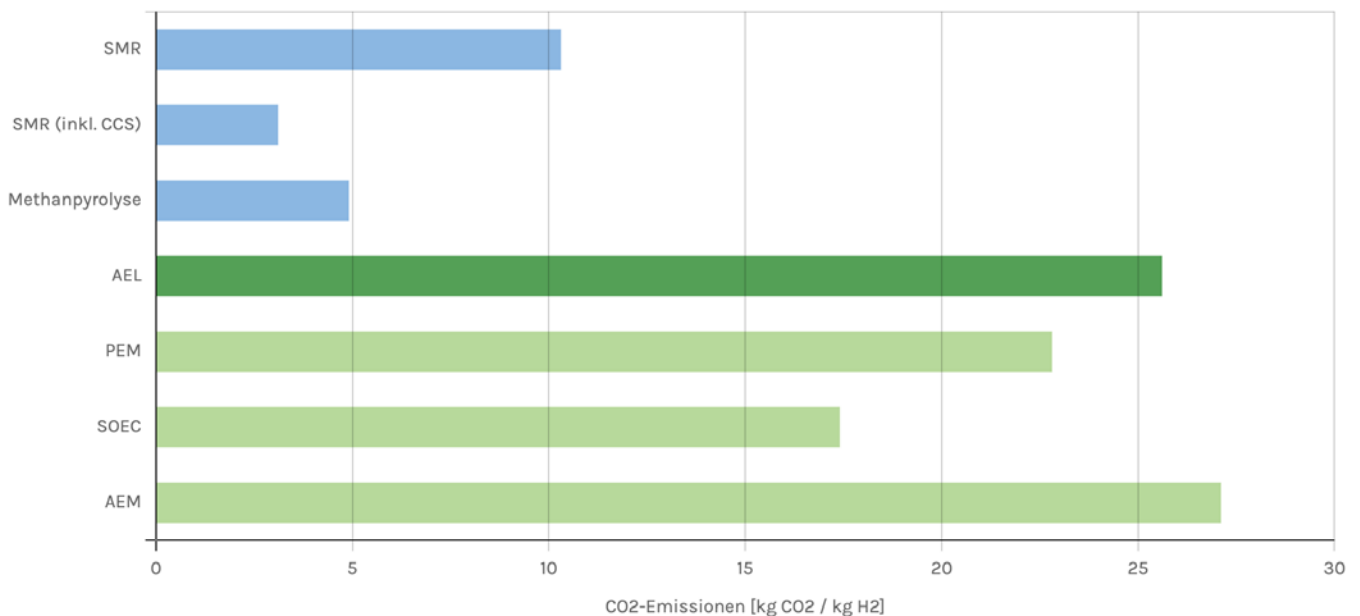


## Treibhausgasemissionen

Unter Berücksichtigung der Emissionen des aktuellen Strommixes (434 Gramm CO<sub>2</sub> pro Kilowattstunde Strom)<sup>[36]</sup> belaufen sich die Emissionen der Wasserstoffherzeugung der AEL auf etwa 25,6 Kilogramm CO<sub>2</sub> pro Kilogramm Wasserstoff. Zum Vergleich, die Wasserstoffherzeugung über Erdgasdampfpreformierung verursacht etwa 10,3 Kilogramm CO<sub>2</sub> pro Kilogramm Wasserstoff.

### Treibhausgasemissionen pro Kilogramm Wasserstoff bei Nutzung des deutschen Strommixes

Unter Berücksichtigung der Emissionen des aktuellen Strommixes (434 Gramm CO<sub>2</sub> pro Kilowattstunde Strom)<sup>[36]</sup> belaufen sich die Emissionen der Wasserstoffherzeugung der AEL auf etwa 25,6 Kilogramm CO<sub>2</sub> pro Kilogramm Wasserstoff. Zum Vergleich, die Wasserstoffherzeugung über Erdgasdampfpreformierung verursacht etwa 10,3 Kilogramm CO<sub>2</sub> pro Kilogramm Wasserstoff.



Ein Break-even Point für die AEL gegenüber der Erdgasdampfpreformierung würde sich bei einem CO<sub>2</sub>-Fußabdruck von etwa 175 Gramm CO<sub>2</sub> pro Kilowattstunde Strom einstellen. Somit könnte durch den Einsatz von erneuerbaren Stromquellen eine deutliche THG-Minderung bei der Wasserstoffherzeugung über die AEL erzielt werden.

#### AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

##### > H2Giga

<https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/h2giga>

##### > Carbon2Chem®

<https://www.fona.de/de/massnahmen/foerdermassnahmen/carbon2chem.php>

## MASSNAHMEN

### MASSNAHME

#### > Kosten- und Risikoverringering

Noch haben viele angekündigte Elektrolyseprojekte nicht die finale Investitionsentscheidung erreicht. Denn es bestehen erhebliche Risiken unter anderem aufgrund hoher Erzeugungskosten und fehlender Infrastruktur. Staatliche Unterstützung in Form von CAPEX- und OPEX-Zuschüssen kann zu einer Kosten- und Risikoverringering führen.

### MASSNAHME

#### > Steigerung der Nachfrage

Durch Elektrolyse erzeugter H<sub>2</sub> ist noch nicht wettbewerbsfähig. Folglich fehlen verlässliche Abnehmer. Staatlich angereizte Steigerung der Nachfrage kann das Entstehen eines Absatzmarkts für Elektrolysewasserstoff unterstützen.

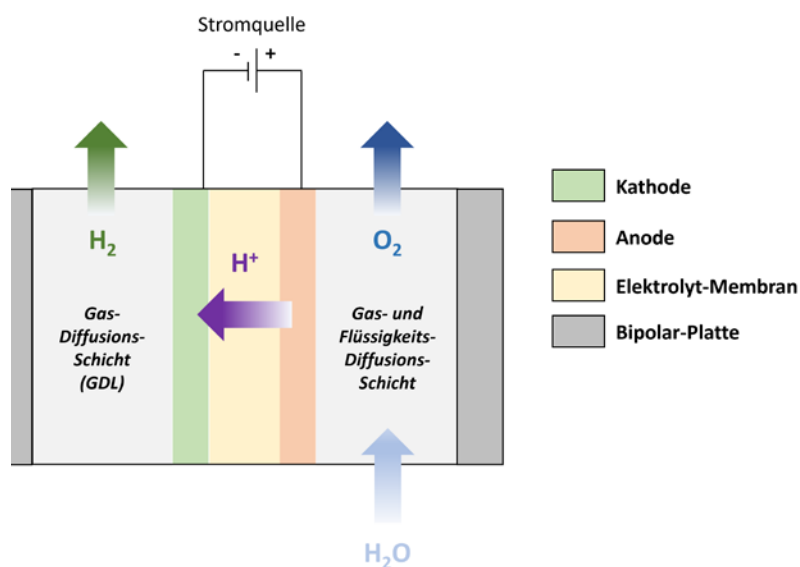
### MASSNAHME

#### > Zusammenarbeit auf EU-Ebene

Bedeutsam für die Attraktivität elektrolytisch erzeugten H<sub>2</sub> sind Politik- und Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene wie die Anrechenbarkeit von mit erneuerbarem Strom produzierten H<sub>2</sub> im Rahmen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II). Ergebnis Innereuropäische Abstimmung (SRC) ist auch Einrichtung einer Europäischen Wasserstoffbank zur Beschleunigung der EU-internen Wasserstoffproduktion.

## Protonen-Austausch-Membran(PEM)-Elektrolyse

Die Protonen-Austausch-Membran (PEM)-Wasserelektrolyse ist neben der alkalischen Elektrolyse (AEL) die zweite Säule der industriell hergestellten Elektrolyseure, die einen entscheidenden Beitrag zur Wasserstoffherzeugung darstellt. Im Gegensatz zur AEL wird ein saures Medium verwendet. Daher müssen korrosionsbeständige Edelmetallelektroden verwendet werden.



Auf der Anodenseite wird Wasser zugeführt. Durch das Anlegen einer Spannung wird Wasser an der Anode zersetzt (Anodenreaktion:  $2 \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{O}_2 + 4 \text{H}^+ + 4 \text{e}^-$ ). Der entstehende Sauerstoff wird über die Gas- und Flüssigkeits-Diffusion-Schicht freigesetzt. Die Wasserstoffprotonen ( $\text{H}^+$ ) wandern durch die Elektrolytmembran zur Kathode. Die Protonen sind damit der Ladungsträger der PEM. An der Kathode erfolgt die Reduktion der Protonen zu Wasserstoff ( $4 \text{H}^+ + 4 \text{e}^- \rightleftharpoons 2 \text{H}_2$ ). Der erzeugte Wasserstoff wird über die Gasdiffusionsschicht freigesetzt.

Einige Großprojekte (Green Steel) in der Größenordnung 500 bis 1.000 Megawatt sind in der Planung.

### Voraussetzungen

- › Iridium für die Elektrodenbeschichtungen muss vorhanden sein.
- › Die Verfügbarkeit von entsalztem Wasser ist elementar für die PEM-Elektrolyse.
- › Es müssen ausreichende Mengen erneuerbaren Stroms verfügbar sein.
- › Die entsprechende Infrastruktur, wie zum Beispiel Netzkopplungspunkte, muss gegeben sein.
- › Die Stack-Herstellung muss automatisiert werden.

## Vorteile

- › Die PEM-Elektrolyse verfügt über ein gutes Lastwechselverfahren, sodass Anlagen schnell auf schwankende Strommengen reagieren können. Sie kann somit stromnetzdienlich eingesetzt werden.
- › Ein Betrieb in Teillast ist möglich.
- › Einige Hersteller werden in den nächsten Jahren die Produktionskapazität von einem Gigawatt pro Jahr erreichen. Eine Skalierung hilft die Kosten zu senken.
- › Nach der AEL weist die PEM die größten aktiven Zellflächen auf (rund ein Quadratmeter). Allerdings sind die aktuellen Stromdichten (1,5 bis 2 Ampere pro Quadratzentimeter) sowie die aktiven Zellflächen unter Berücksichtigung der Transportinfrastrukturen kaum noch ökonomisch sinnvoll steigerbar. Damit ist das Potenzial zur Steigerung ausgeschöpft.

## Nachteile

- › Die Langzeitstabilität liegt aktuell unter zehn Jahren.
- › Die PEM-Elektrolyse hat einen hohen, kostenintensiven Edelmetallanteil.

## Folgen

- › Eine Ausweitung der PEM-Wasserelektrolyse könnte durch eine begrenzte Verfügbarkeit von Iridium limitiert werden. Daher wird die Wiederverwendung von Stack-Komponenten, zum Beispiel der Katalysatoren, eine entscheidende Rolle spielen. Es ist angedacht, die Stack-Plattform für einen zweiten Anlagenzyklus zu überarbeiten.

### Ökonomische Aspekte

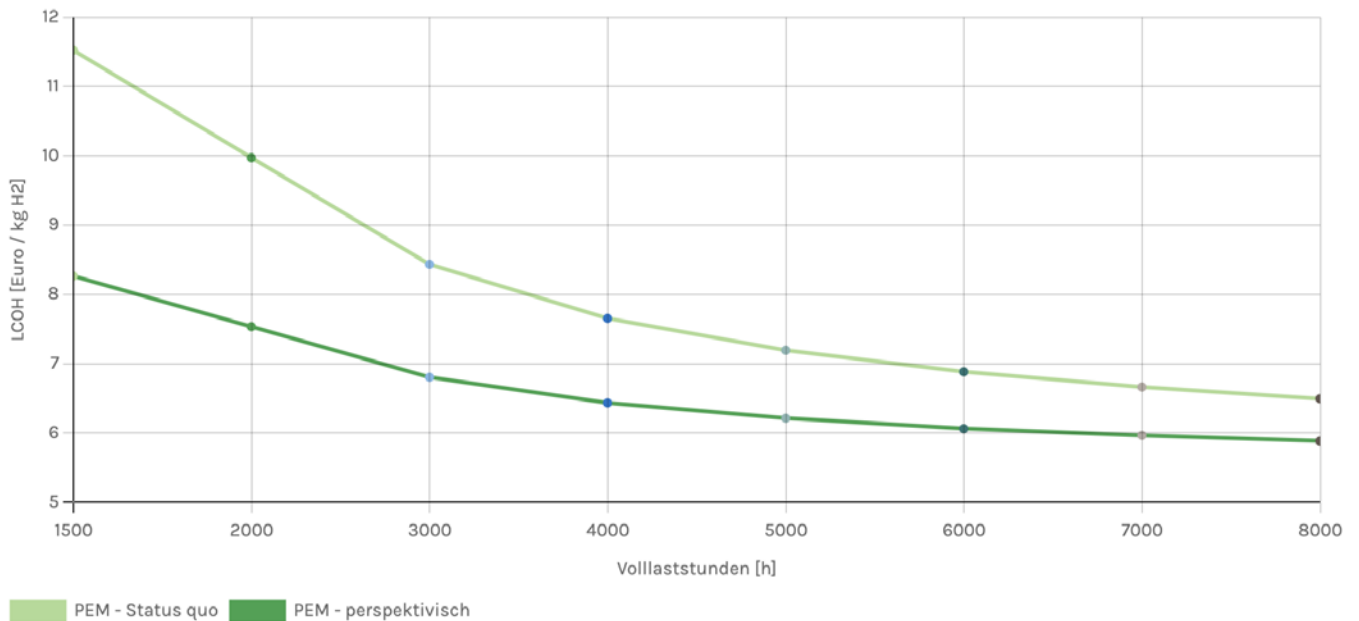
Aktuell belaufen sich die Investitionskosten (CAPEX) auf über 1.000 Euro pro Kilowatt (1.000 bis 1.750 Euro pro Kilowatt) <sup>[3][8][14]</sup> Perspektivisch werden diese Kosten auf 500 bis 800 Euro pro Kilowatt bis 2030 sinken. <sup>[3][8]</sup>

Der Elektrolyse-Stack ist nicht der primäre Kostentreiber. Die Infrastruktur- und Balance-of-plant(BOP)-Kosten (Pumpen, Ventile, Rohre, Netzanschluß usw.) tragen einen erheblichen Teil zu den CAPEX bei. Die Betriebskosten (OPEX) werden größtenteils durch die Stromkosten bestimmt.

Beispielhaft dargestellt ist die Entwicklung der Wasserstofferzeugungskosten (abhängig von den Volllaststunden für die PEM mit den aktuellen und zukünftigen durchschnittlichen Stack-Kosten von 1.375 Euro beziehungsweise 650 Euro pro Kilowatt).

#### LCOH der PEM

Berechnet nach <sup>[37]</sup> unter Berücksichtigung durchschnittlicher aktueller und zukünftiger Stackkosten, Stromkosten von 10 Cent, Pre-Investment-Kosten von 15% der CAPEX, einem Operating und Maintenance Anteil von 5% der CAPEX sowie einem Diskontierungsfaktor von 8%.



### Versorgungssicherheit

Durch die nicht fossile Wasserstofferzeugung kann die PEM-Elektrolyse dazu beitragen, die Abhängigkeit von Erdgas zu reduzieren (Stichwort: Resilienz).

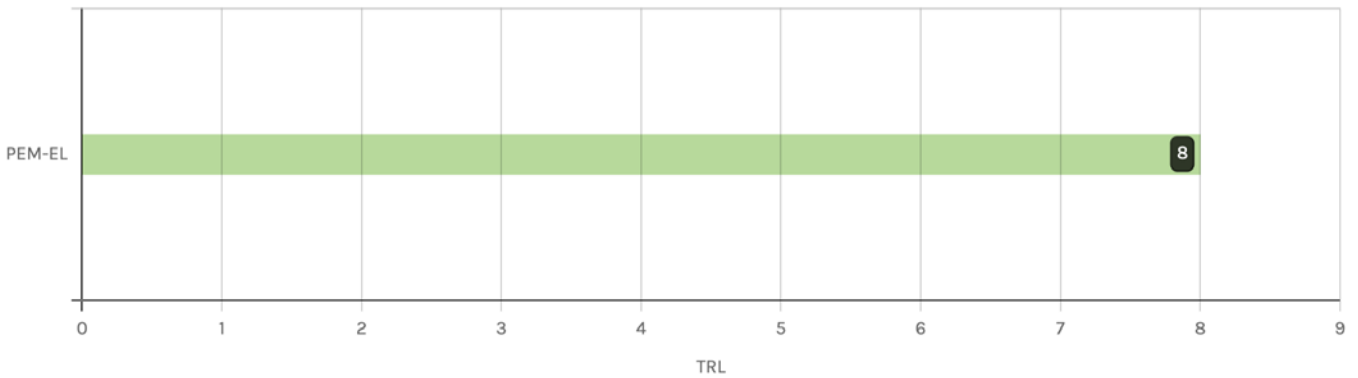
### Akteur\*innen

> PEM-Hersteller

## Technologiereifegrad

### Technologiereifegrad

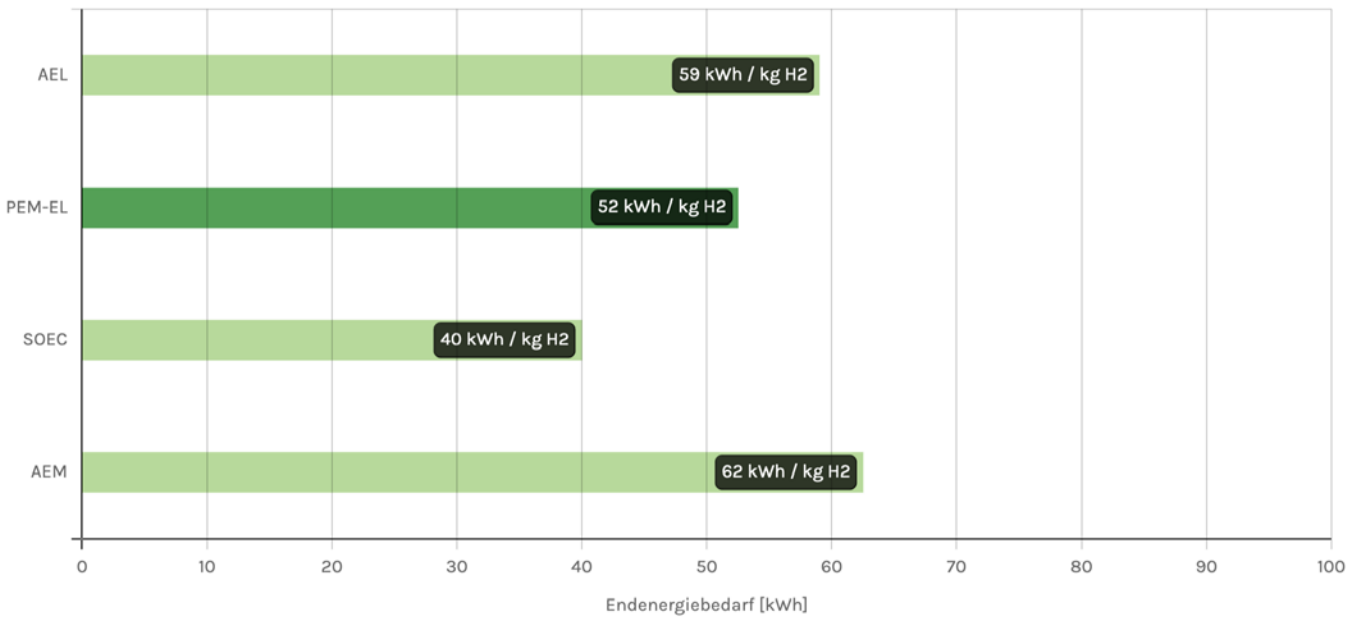
Der aktuelle Technologiereifegrad für die PEM-Elektrolyse beträgt 8. Automatisierte Produktionsanlagen befinden sich noch im Aufbau. Mit einem TRL von 9 wird bis 2025 gerechnet.



## Endenergiebedarf

### Endenergiebedarf

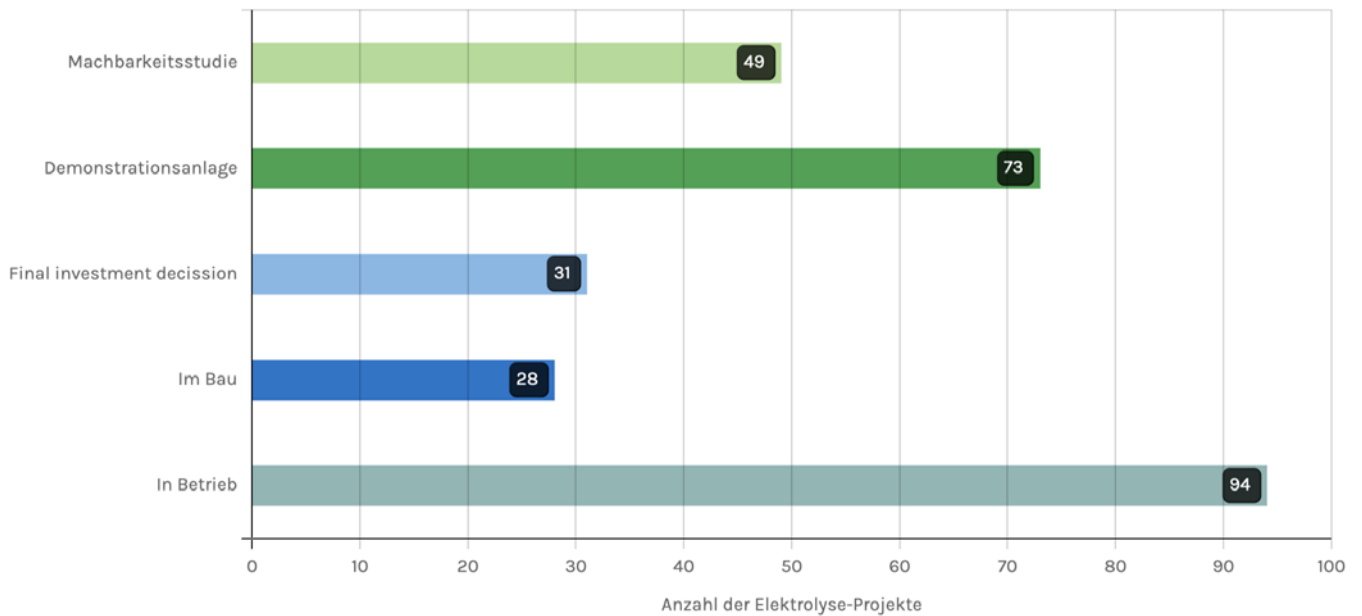
Um 1 Kilogramm Wasserstoff über die PEM-Elektrolyse zu erzeugen, sind 52,5 Kilowattstunden elektrische Energie notwendig.<sup>[4]</sup>



## Anzahl der Projekte nach Projektstatus

### PEM-Elektrolyse

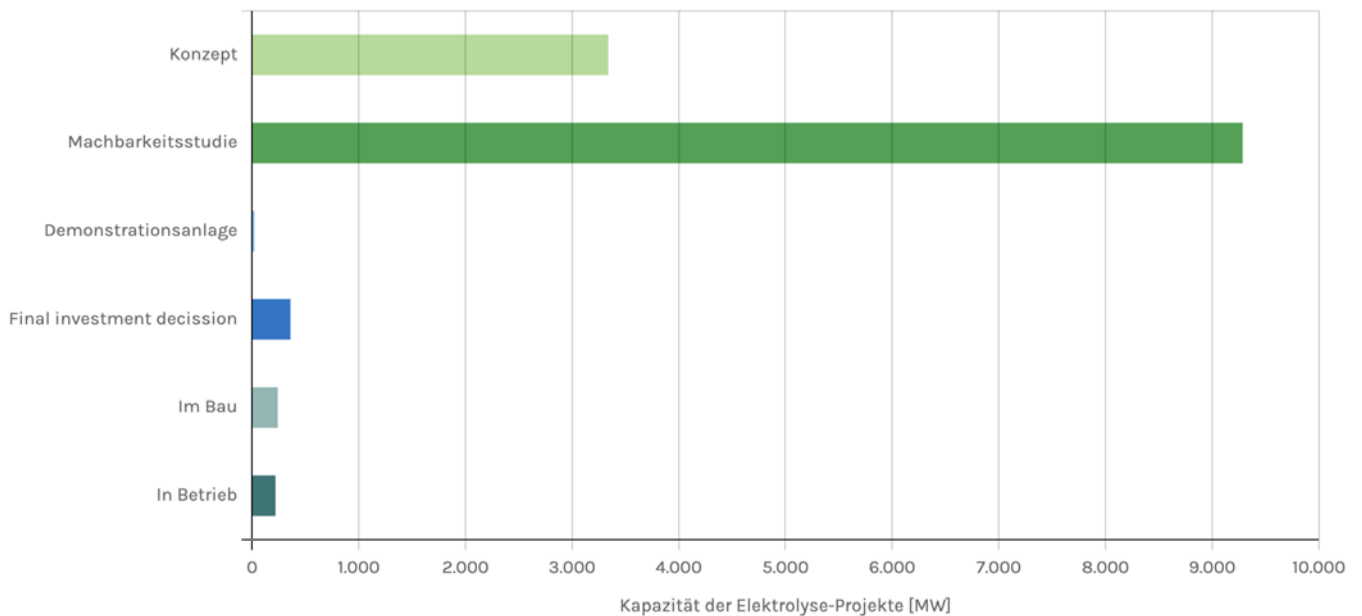
Anzahl der PEM-Elektrolyse-Projekte, Daten aus IEA 2022<sup>[10]</sup>



## Elektrolysekapazität nach Projektstatus

### PEM-Elektrolyse

Kapazität der PEM-Elektrolyse-Projekte in Megawatt elektrische Leistung, Daten aus IEA 2022<sup>[10]</sup>

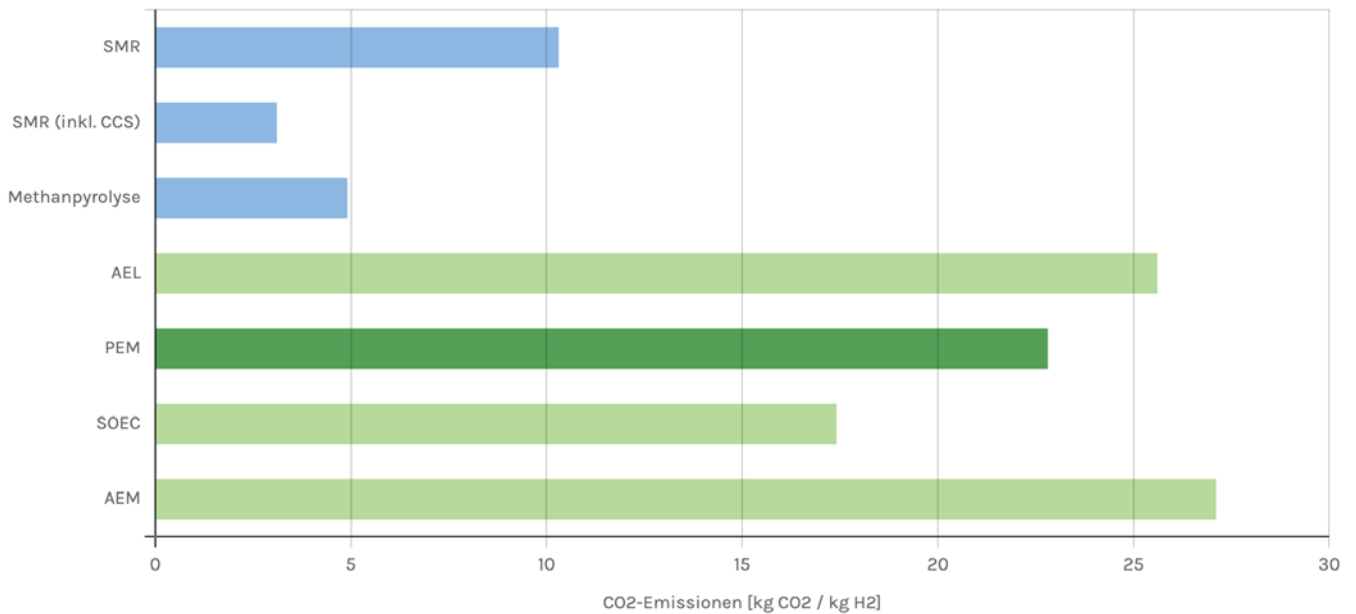


## Treibhausgasemissionen

Ein Break-even-Point für die PEM gegenüber der Erdgasdampfpreformierung würde sich bei einem CO<sub>2</sub>-Fußabdruck von etwa 197 Gramm CO<sub>2</sub> pro Kilowattstunde Strom einstellen. Somit könnte durch den Einsatz von erneuerbaren Stromquellen eine deutliche THG-Minderung bei der Wasserstoffherzeugung über die PEM erzielt werden.

### Treibhausgasemissionen pro Kilogramm Wasserstoff bei Nutzung des deutschen Strommixes

Unter Berücksichtigung der Emissionen des aktuellen Strommixes (434 Gramm CO<sub>2</sub> pro Kilowattstunde Strom)<sup>[36]</sup> belaufen sich die Emissionen der Wasserstoffherzeugung der PEM auf etwa 22,8 Kilogramm CO<sub>2</sub> pro Kilogramm Wasserstoff. Zum Vergleich, die Wasserstoffherzeugung über Erdgasdampfpreformierung verursacht etwa 10,3 Kilogramm CO<sub>2</sub> pro Kilogramm Wasserstoff.



### AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- > H2Giga  
<https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/h2giga>
- > H2Steel  
<https://h2steelproject.eu/>
- > Kopernikus P2X  
<https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/p2x/>



## MASSNAHMEN

### MASSNAHME

#### > Kosten- und Risikoverringerung

Noch haben viele angekündigte Elektrolyseprojekte nicht die finale Investitionsentscheidung erreicht. Denn es bestehen erhebliche Risiken unter anderem aufgrund hoher Erzeugungskosten und fehlender Infrastruktur. Staatliche Unterstützung in Form von CAPEX- und OPEX-Zuschüssen kann zu einer Kosten- und Risikoverringerung für Anbieter von H<sub>2</sub> und seinen Derivaten führen.

### MASSNAHME

#### > Steigerung der Nachfrage

Durch Elektrolyse erzeugter H<sub>2</sub> ist noch nicht wettbewerbsfähig. Folglich fehlen verlässliche Abnehmer. Staatlich angereizte Steigerung der Nachfrage kann das Entstehen eines Absatzmarkts für Elektrolysewasserstoff unterstützen.

### MASSNAHME

#### > Vergütung der netzdienlichen Flexibilität

Flexibel betriebene PEM-Elektrolyseure könnten entweder im Rahmen einer größeren Strategie der Verbrauchsflexibilität mithilfe von Elektrolyseuren oder an ausgewählten Standorten gezielt zur Entlastung des Stromnetzes eingesetzt werden. Wenn sie für ihren netzdienlich flexiblen Stromverbrauch vom Verteilnetzbetreiber vergütet werden, könnte dies den Bau solcher Elektrolyseure anreizen.

### INITIATOREN

> Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

### MASSNAHME

#### > Zusammenarbeit auf EU-Ebene

Bedeutsam für die Attraktivität elektrolytisch erzeugten H<sub>2</sub> sind Politik- und Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene, wie die Anrechenbarkeit von mit erneuerbarem Strom produziertem H<sub>2</sub> im Rahmen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II). Ergebnis der Innereuropäische Abstimmung (SRC) ist auch die Einrichtung einer Europäischen Wasserstoffbank zur Beschleunigung der EU-internen Wasserstoffproduktion.

### MASSNAHME

#### > Verbesserter Umgang mit kritischen Rohstoffen

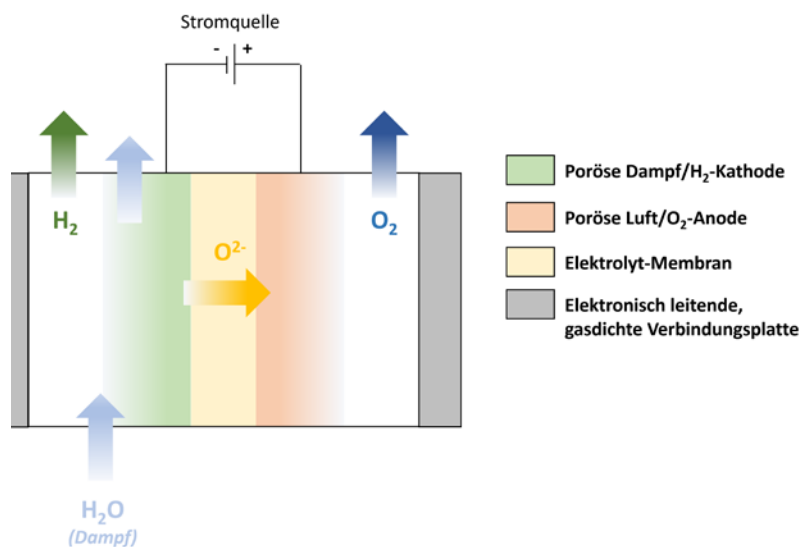
Vor allem durch die EU-Gesetzesinitiative für kritische Rohstoffe (Critical Raw Materials Act, CRMA) wird das Recycling von kritischen Rohstoffen wie Iridium und die Forschung zur effizienteren Klima und Ressourcennutzung vorangetrieben. So kann die künftige Rohstoffversorgung für die PEM-Elektrolyse unterstützt werden.

### INITIATOREN

> Europäische Kommission

## Hochtemperaturelektrolyse (SOEC)

In der Hochtemperatur- beziehungsweise Festoxidelektrolyse (englisch solid oxide electrolyzer cell, SOEC) wird Wasserdampf bei hohen Temperaturen (rund 800 Grad Celsius) unter Verwendung von Festoxidelektrolyten (Zirkoniumdioxid, Lantanoxid, Scandiumoxid, Yttriumoxid) zu Wasserstoff und Sauerstoff umgesetzt.



Hierbei wird heißer Wasserdampf in die poröse Kathode eingespeist. Diese besteht beispielsweise aus Nickel (Ni) mit Yttriumoxid-stabilisiertem Zirkoniumdioxid (YSZ) auf Cermet, einem keramischen Werkstoff (Ni-YSZ/Cermet). Durch die angelegte Spannung wird Wasser an der Kathode zu Wasserstoff umgewandelt (Kathodenreaktion:  $2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \rightleftharpoons 2\text{H}_2 + 2\text{O}^{2-}$ ). Der erzeugte Wasserstoff wird gemeinsam mit dem restlichen Wasserdampf freigesetzt. Die Sauerstoffanionen ( $\text{O}^{2-}$ ) wandern durch die Membran zur Anode. Sie sind damit die Ladungsträger der SOEC. An der Anode erfolgt die Oxidation der Anionen (Anodenreaktion:  $2\text{O}^{2-} \rightleftharpoons \text{O}_2 + 4\text{e}^-$ ). Der erzeugte Sauerstoff wird über die poröse Anode (Lanthan-Strontium-Manganit mit YSZ) freigesetzt. Typische Stack-Größen sind im ein- bis zweistelligen Kilowattbereich einzuordnen. Einen interessanten Ansatz stellen Festoxidelektrolyseure mit protonenleitenden Elektrolyten (sogenannte P-SOEC) dar, deren Betriebstemperatur zwischen 500 bis 600 Grad Celsius liegt. Dieses Temperaturniveau bringt Vorteile für das Dichtungssystem mit sich. Gleichwohl ist für die P-SOEC noch die Wirtschaftlichkeit und vor allem die Lebensdauer zu verbessern.

Die SOEC ist derzeit noch ein Nischenprodukt. In Deutschland und auch weltweit sind wenige Firmen und Institute in der SOEC-Forschung und -Entwicklung aktiv. Erste Pilotanlagen im Maßstab von bis zu einem Megawatt sind für die kommenden Jahre angekündigt. Gleichwohl ist die Projektankündigung von Salzgitter und Sunfire über eine Einhundert-Megawatt-Anlage bis 2033 (Stand Mai 2023) erwähnenswert.

Die SOEC kann nicht nur zur Erzeugung von reinem Wasserstoff, sondern auch zur Erzeugung von Synthesegas genutzt werden. Dies wird auch als Ko-Elektrolyse bezeichnet. In der Hochtemperatur-Ko-Elektrolyse erfolgt die parallele Reduktion von CO<sub>2</sub> und Wasserdampf (H<sub>2</sub>O) zu Synthesegas. Im Rahmen der Ko-Elektrolyse werden Temperaturen um achthundert Grad Celsius benötigt. Das Synthesegas kann wiederum als Ausgangsstoff chemischer Prozesse dienen, beispielsweise für Synthetisches Naphtha (die Fischer-Tropsch Synthese) oder die Methanol-to-X Prozesse (Methanol-to-Olefines oder Methanol-to-Aromatics).

### Voraussetzungen

- › Zur Industrialisierung sind erhebliche Innovationsschritte in der Automatisierung notwendig.
- › Für die Ko-Elektrolyse muss eine CO<sub>2</sub>-Quelle vorhanden sein.
- › Die Verfügbarkeit von entsalztem Wasser ist elementar für die SOEC.
- › Es müssen ausreichende Mengen erneuerbaren Stroms verfügbar sein.
- › Die entsprechende Infrastruktur, etwa Netzkopplungspunkte, müssen gegeben sein.

### Vorteile

- › Es besteht das Potenzial zur Nutzung prozessbedingter Abwärme aus anderen Prozessschritten. Daher hat die SOEC einen hohen Wasserstoffherstellungswirkungsgrad (bis zu 88 Prozent) bei Vorhandensein eines prozessbedingten Abwärmestroms von mehr als 180 Grad Celsius.
- › Die SOEC kann auch als Ko-Elektrolyse zur Herstellung von Synthesegas verwendet werden.
- › Bis circa 2035 wird die Verfügbarkeit der eingesetzten Materialien (Zirkondioxid, Lanthanoxid, Scandiumoxid, Yttriumoxid) keinen Engpass darstellen, denn die benötigten Mengen liegen weit unter dem Weltmarktbedarf.
- › Die Rohstoffe für die eingesetzten Dichtungen (mehrheitlich aus Glas) und Bipolarplatten sind ausreichend verfügbar.
- › Direkte Umwandlung von CO<sub>2</sub> und Wasser zu Synthesegas.
- › Das Synthesegasverhältnis, Einstellung von Wasserstoff zu CO, ist variabel und kann somit auf den Folgeprozess eingestellt werden.

### Nachteile

- › Niedriger TRL von 4 bis 7.
- › Fehlende Industrialisierung und Automatisierung.
- › Größere Anfahrzeiten aufgrund hoher Temperaturniveaus.
- › Die aktive Zellfläche ist mit weniger als 0,1 Quadratmetern verhältnismäßig klein und voraussichtlich nur graduell zu steigern. Damit verbunden ist die Skalierbarkeit auf Stack-Ebene ambitioniert und auf Anlagenebene aktuell nicht im Gigawattmaßstab vorstellbar.

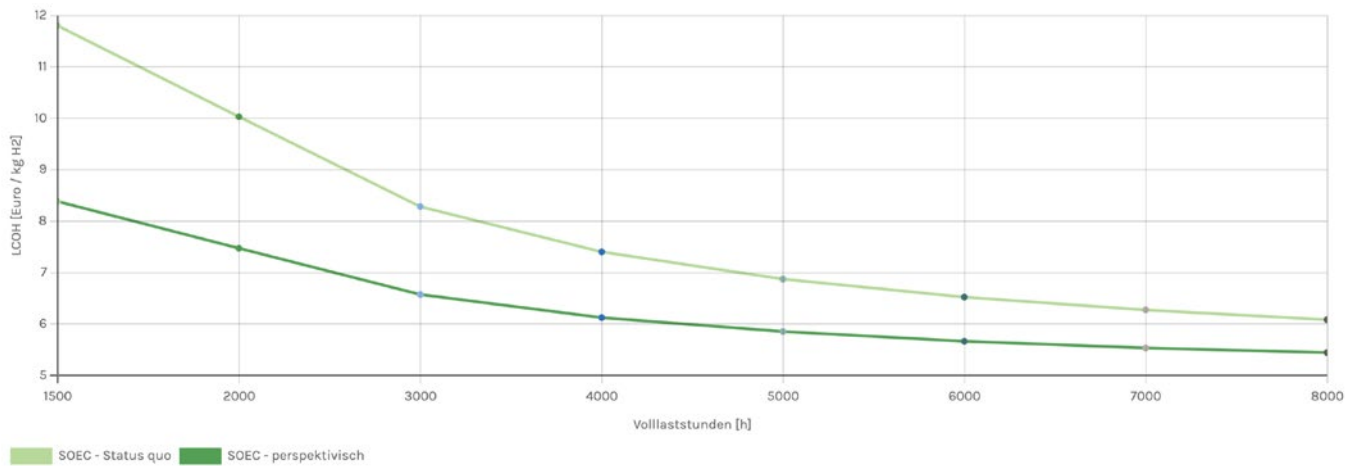
## Ökonomische Aspekte

Die spezifischen Kosten rangieren bei circa 1.500 bis 2.000 Euro je Kilowatt und könnten in den kommenden Jahren auf etwa 800 bis 1.000 Euro je Kilowatt sinken.<sup>[3][8]</sup>

Beispielhaft dargestellt ist die Kostenentwicklung abhängig von den Volllaststunden für die SOEC mit den aktuellen und zukünftigen durchschnittlichen Stack-Kosten von 1.750 Euro beziehungsweise 900 Euro pro Kilowatt.

### LCOH der SOEC

Berechnet nach <sup>[37]</sup> unter Berücksichtigung durchschnittlicher aktueller und zukünftiger Stackkosten, Stromkosten von 10 Cent, Pre-Investment-Kosten von 15 Prozent der CAPEX, einem Operating und Maintenance Anteil von 5 Prozent der CAPEX sowie einem Diskontierungsfaktor von 8 Prozent.



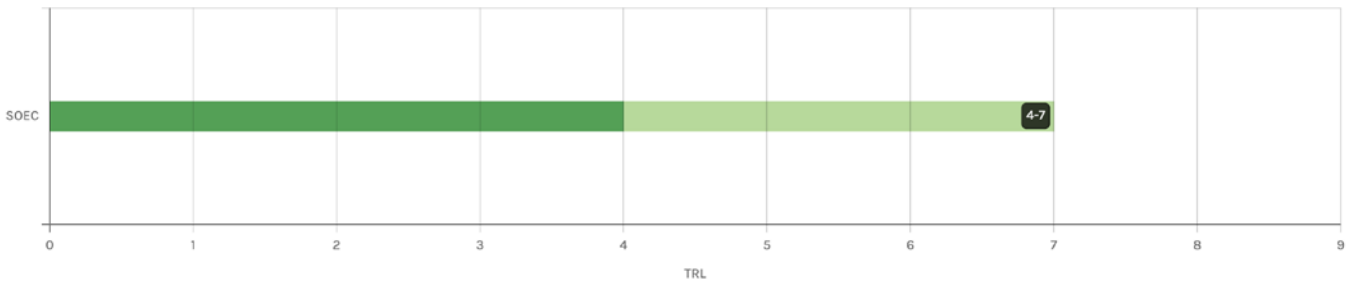
## Versorgungssicherheit

Durch die nicht fossile Wasserstoff-/Synthesegaserzeugung kann die SOEC/Ko-Elektrolyse beitragen, die Abhängigkeit von Erdgas zu reduzieren (Stichwort: Resilienz).

## Technologiereifegrad

### Technologiereifegrad

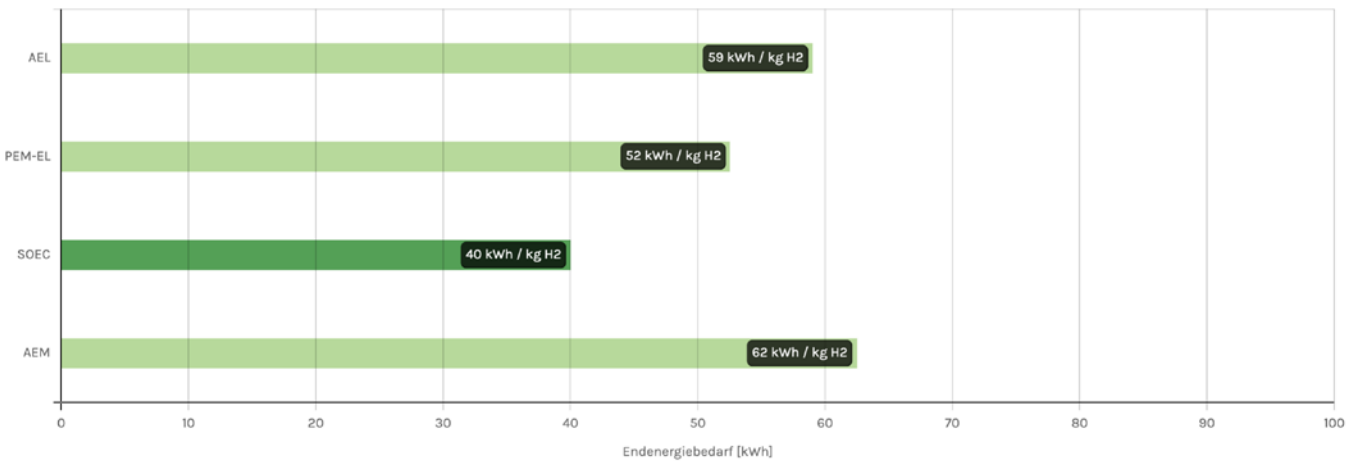
Der aktuelle Technologiereifegrad für die SOEC-Elektrolyse beträgt 4-7.<sup>[6]</sup>



## Endenergiebedarf

### Endenergiebedarf

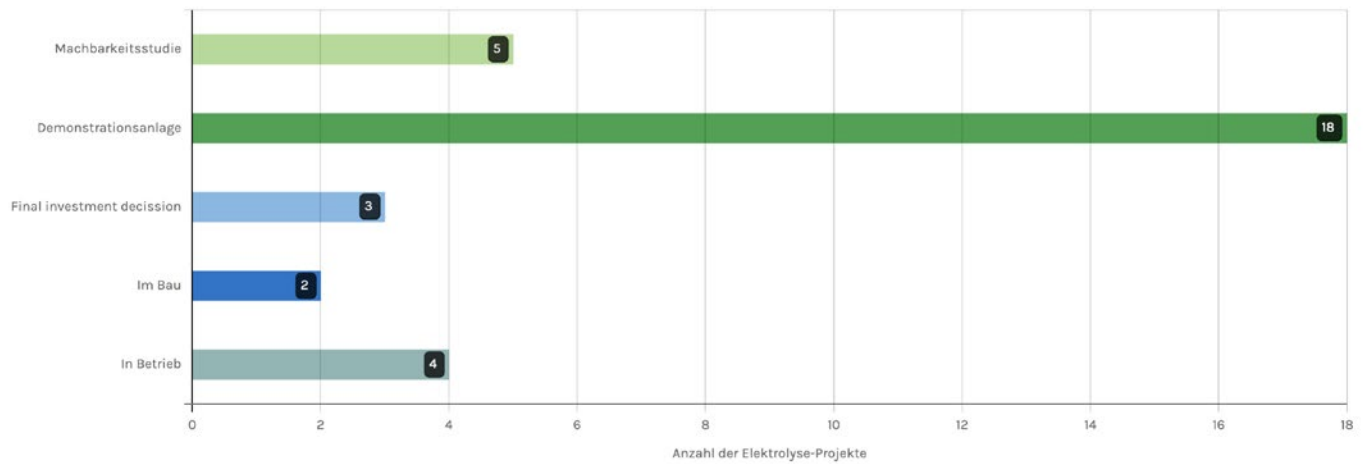
Um 1 Kilogramm Wasserstoff über die Hochtemperaturelektrolyse zu erzeugen, sind 40 Kilowattstunden elektrische Energie notwendig.<sup>[4]</sup>



## Anzahl der Projekte nach Projektstatus

### Festoxidelektrolyse

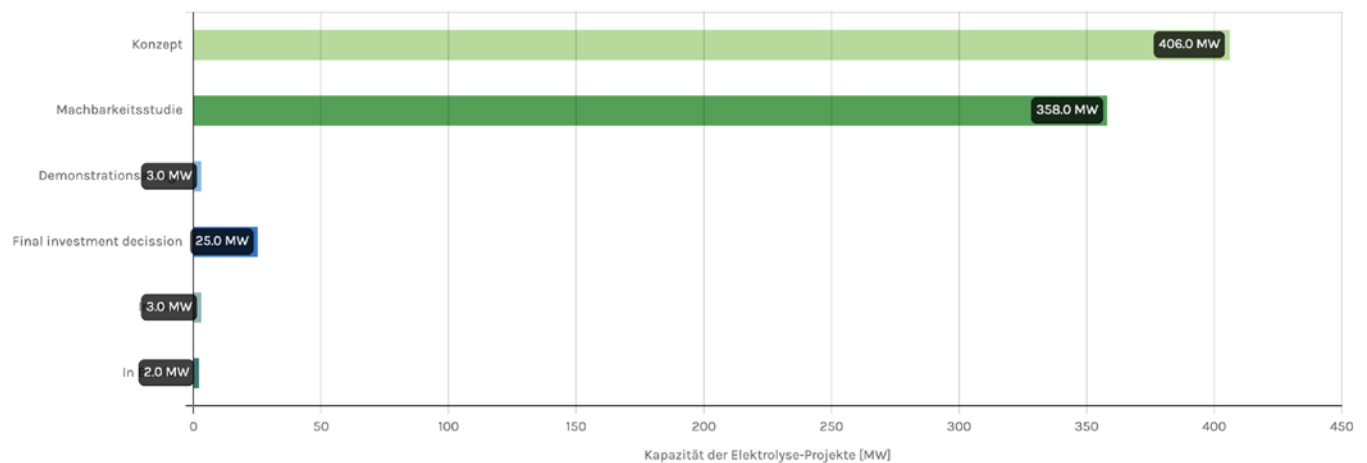
Anzahl der Festoxidelektrolyse-Projekte, Daten aus IEA 2022<sup>[10]</sup>



## Elektrolysekapazität nach Projektstatus

### Festoxidelektrolyse

Kapazität der Festoxidelektrolyse-Projekte in Megawatt elektrische Leistung, Daten aus IEA 2022<sup>[10]</sup>

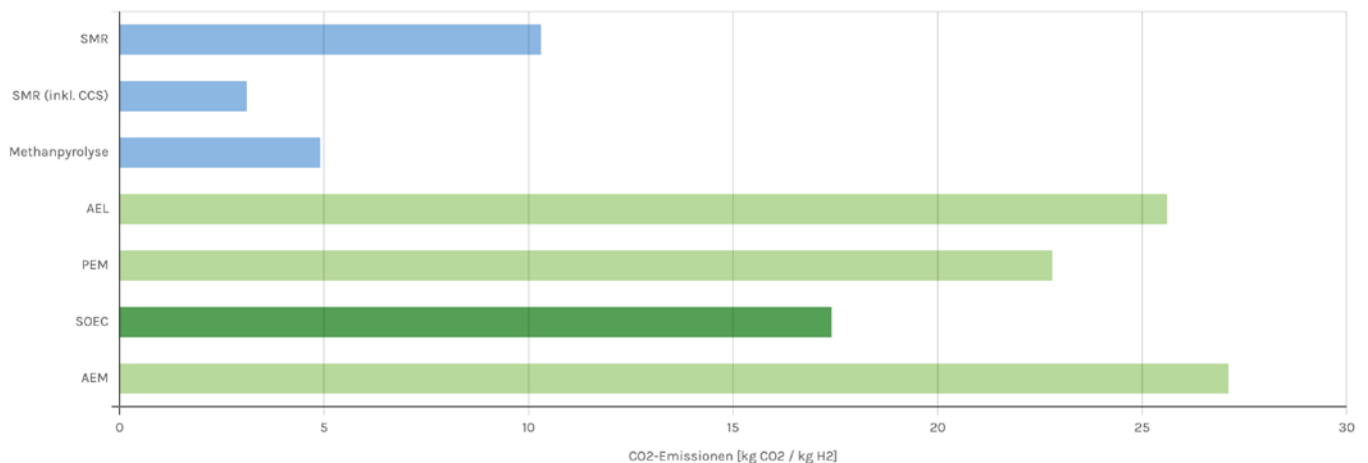


## Treibhausgasemissionen

Ein Break-even-Point für die PEM gegenüber der Erdgasdampfpreformierung würde sich bei einem CO<sub>2</sub>-Fußabdruck von etwa 258 Gramm CO<sub>2</sub> pro Kilowattstunde Strom einstellen. Somit könnte durch den Einsatz von erneuerbaren Stromquellen eine deutliche THG-Minderung bei der Wasserstoffherzeugung über die SOEC erzielt werden.

### Treibhausgasemissionen pro Kilogramm Wasserstoff bei Nutzung des deutschen Strommixes

Unter Berücksichtigung der Emissionen des aktuellen Strommixes (434 Gramm CO<sub>2</sub> pro Kilowattstunde Strom)<sup>[36]</sup> belaufen sich die Emissionen der Wasserstoffherzeugung der SOEC auf etwa 17,4 Kilogramm CO<sub>2</sub> pro Kilogramm Wasserstoff. Zum Vergleich, die Wasserstoffherzeugung über Erdgasdampfpreformierung verursacht etwa 10,3 Kilogramm CO<sub>2</sub> pro Kilogramm Wasserstoff.



### AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- > Kopernikus P2X  
<https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/p2x/>
- > Hydrogen Lab Leuna  
<https://www.hydrogen-labs.fraunhofer.de/en/hydrogen-lab-leuna/>
- > HYPOS  
<https://www.hypos-eastgermany.de/>

### Akteur\*innen

- > SOEC-Hersteller

## MASSNAHMEN

### MASSNAHME

#### > Kosten- und Risikoverringerung

Noch haben viele angekündigte Elektrolyseprojekte nicht die finale Investitionsentscheidung erreicht. Denn es bestehen erhebliche Risiken unter anderem aufgrund hoher Erzeugungskosten und fehlender Infrastruktur. Staatliche Unterstützung in Form von CAPEX- und OPEX-Zuschüssen kann zu einer Kosten- und Risikoverringerung für Anbieter von H<sub>2</sub> und seinen Derivaten führen.

### MASSNAHME

#### > Steigerung der Nachfrage

Durch Elektrolyse erzeugter H<sub>2</sub> ist noch nicht wettbewerbsfähig. Folglich fehlen verlässliche Abnehmer. Die staatlich angereizte Steigerung der Nachfrage kann das Entstehen eines Absatzmarkts für Elektrolysewasserstoff unterstützen.

### MASSNAHME

#### > Zusammenarbeit auf EU-Ebene

Bedeutsam für die Attraktivität elektrolytisch erzeugten H<sub>2</sub> sind Politik- und Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene wie die Anrechenbarkeit von mit erneuerbarem Strom produzierten H<sub>2</sub> im Rahmen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II). Ergebnis der Innereuropäische Abstimmung (SRC) ist auch die Einrichtung einer Europäischen Wasserstoffbank zur Beschleunigung der EU-internen Wasserstoffproduktion.

### MASSNAHME

#### > Verbesserter Umgang mit kritischen Rohstoffen

Vor allem durch die EU-Gesetzesinitiative für kritische Rohstoffe (Critical Raw Materials Act, CRMA) wird das Recycling von kritischen Rohstoffen wie Iridium und die Forschung zur effizienteren Klima und Ressourcennutzung vorangetrieben. So kann die künftige Rohstoffversorgung für die SOEC-Elektrolyse unterstützt werden.

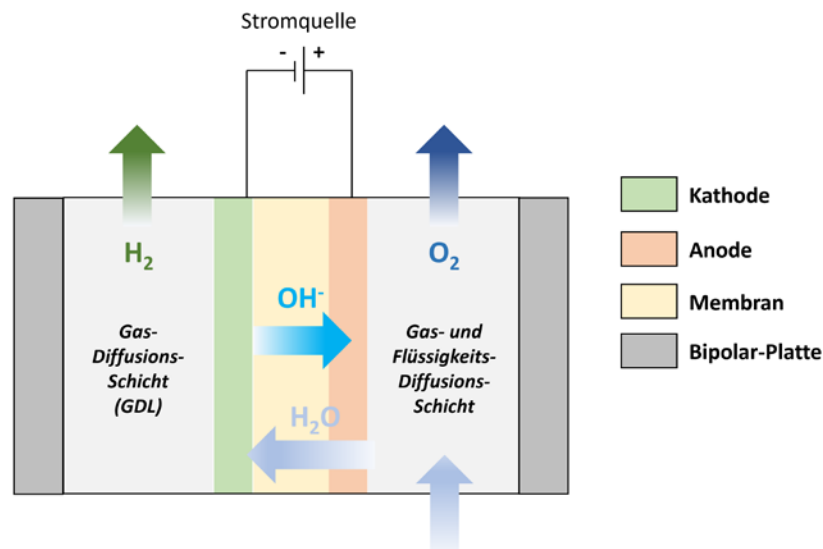
### INITIATOREN

> Europäische Kommission



## Anionen-Austausch-Membran(AEM)-Elektrolyse

In der Anionen-Austausch-Membran-Elektrolyse (AEM) wird eine Mischung aus Wasser (H<sub>2</sub>O) und Kaliumhydroxid (KOH) zu einer einprozentigen Kalilauge gemischt, welche als Elektrolyt dient. Diese wird dem Elektrolyseur auf der Anodenseite zugeführt. Wasser wandert dabei von der Anodenhalfzelle durch die Membran zur Kathodenseite. Im Gegensatz dazu erfolgt bei der alkalischen Elektrolyse (AEL) die Trennung der Halbzellen durch ein Diaphragma.<sup>[2][21]</sup>



An der Kathode erfolgt die Reduktion zu Wasserstoff (Kathodenreaktion:  $4\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \rightleftharpoons 2\text{H}_2 + 2\text{OH}^-$ ). Der Wasserstoff wird über die Gasdiffusionsschicht freigesetzt.<sup>[21]</sup>

Dabei kann die Herstellung von Wasserstoff bei einem Druckniveau von bis zu 35 bar erfolgen.<sup>[2]</sup> Das entstandene Hydroxidion (OH<sup>-</sup>) wandert zurück zur Anodenhalfzelle und ist damit der Ladungsträger der AEM.<sup>[21]</sup>

An der Anode wird Sauerstoff erzeugt (Anodenreaktion:  $4\text{OH}^- \rightleftharpoons \text{O}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^-$ ) und über die Gas- und Flüssigkeitsdiffusionsschicht freigesetzt. Abschließend erfolgt auch eine Elektrolytrecirkulation, innerhalb derer die Konzentration der Kalilauge wieder eingestellt wird.<sup>[21]</sup>

Die AEM ist global in der einstelligen Megawattklasse einzuordnen – mehrheitlich sind kleine Projekte unter 100 Kilowatt bekannt beziehungsweise in Planung. Sowohl in Deutschland als auch global sind wenige Firmen und Institute in der AEM-Entwicklung aktiv. Die Herstellung von AEM-Stacks wird sukzessive automatisiert.

### Voraussetzungen

- > Die Verfügbarkeit von entsalztem Wasser ist elementar für die AEM.
- > Es müssen ausreichende Mengen erneuerbaren Stroms verfügbar sein.

### Vorteile

- > Aufgrund der alkalischen Betriebsbedingungen (ein Prozent Kalilauge) sind keine kostenintensiven Edelmetalle notwendig.
- > Im Vergleich zur AEL ist die Konzentration an Kalilauge deutlich geringer.
- > Es können preiswerte Werkstoffe für die Zellen eingesetzt werden.
- > Die AEM weist hohe Flexibilität in Form von dynamischem An- und Runterfahren auf.
- > Hohes Druckniveau (etwa 35 bar) ist möglich.
- > Aktuell sind keine technischen Hürden für die nächsten Entwicklungsstufen im Megawattbereich erkennbar.
- > Die Materialien für die großskalige Membranproduktion sind absehbar verfügbar.
- > Ebenso erscheinen die Katalysatoren (hauptsächlich Nickel) und Bipolarplatten keine Engpässe darzustellen.

### Nachteile

- > Die AEM hat ein niedrigeres TRL von circa 5 bis 6.
- > Die Herstellung der AEM-Elektrolyseure ist noch nicht automatisiert/industrialisiert.
- > Die aktiven Zellflächen sind klein (weniger als 0,1 Quadratmeter) und werden potenziell nur in kleinen Schritten vergrößert.

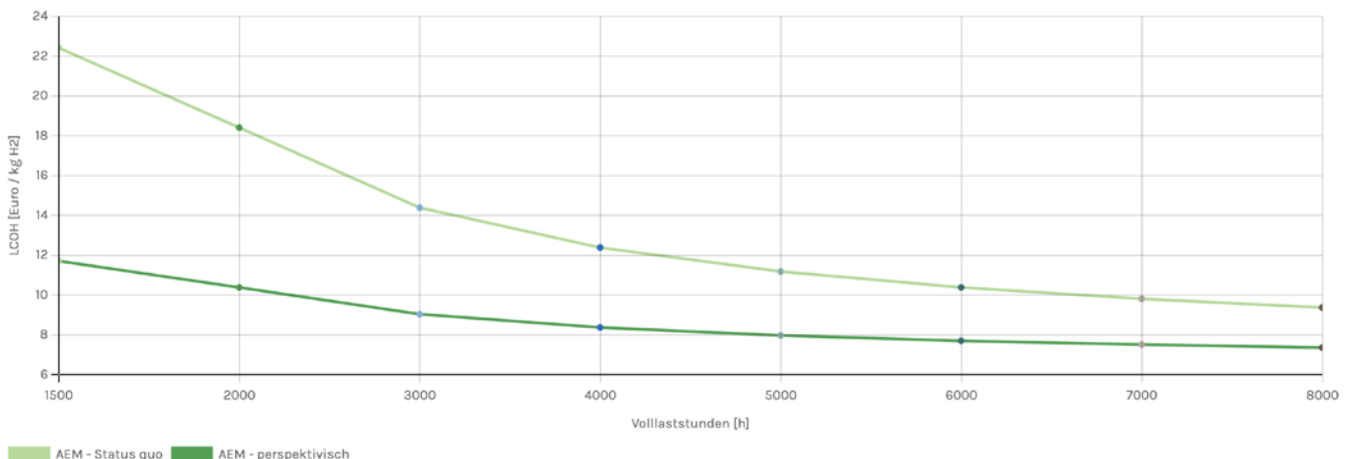
### Ökonomische Aspekte

Die Investitionskosten aktuell verfügbarer Kleinanlagen (weniger als 5 Kilowatt) liegen bei circa 3.000 Euro pro Kilowatt und könnten in den nächsten Jahren bis in den Bereich von circa 1.000 Euro pro Kilowatt für Ein-Megawatt Systeme sinken.

Beispielhaft dargestellt ist die Kostenentwicklung abhängig von den Volllaststunden für AEL mit den aktuellen und zukünftigen Stack-Kosten von 3.000 Euro beziehungsweise 1.000 Euro pro Kilowatt.

#### LCOH der AEM

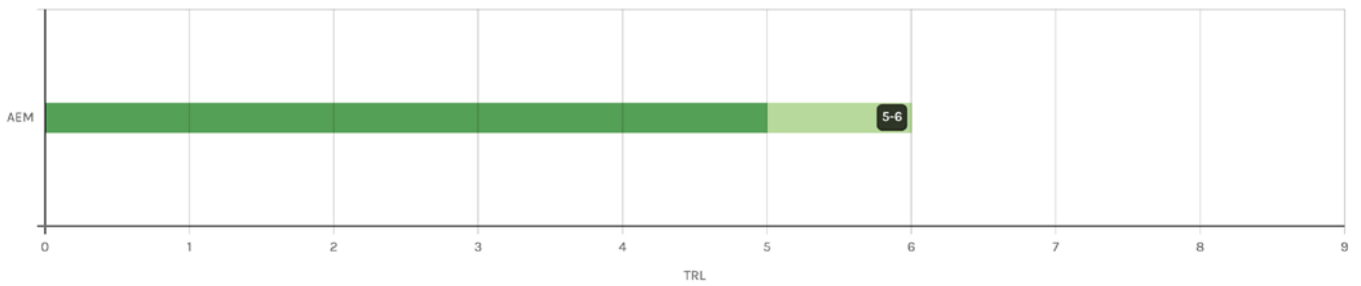
Berechnet nach <sup>[37]</sup> unter Berücksichtigung durchschnittlicher aktueller und zukünftiger Stackkosten, Stromkosten von 10 Cent pro Kilowattstunde, Pre-Investment-Kosten von 15% der CAPEX, einem Operating and Maintenance Anteil von 5% der CAPEX sowie einem Diskontierungsfaktor von 8%.



## Technologiereifegrad

### Technologiereifegrad

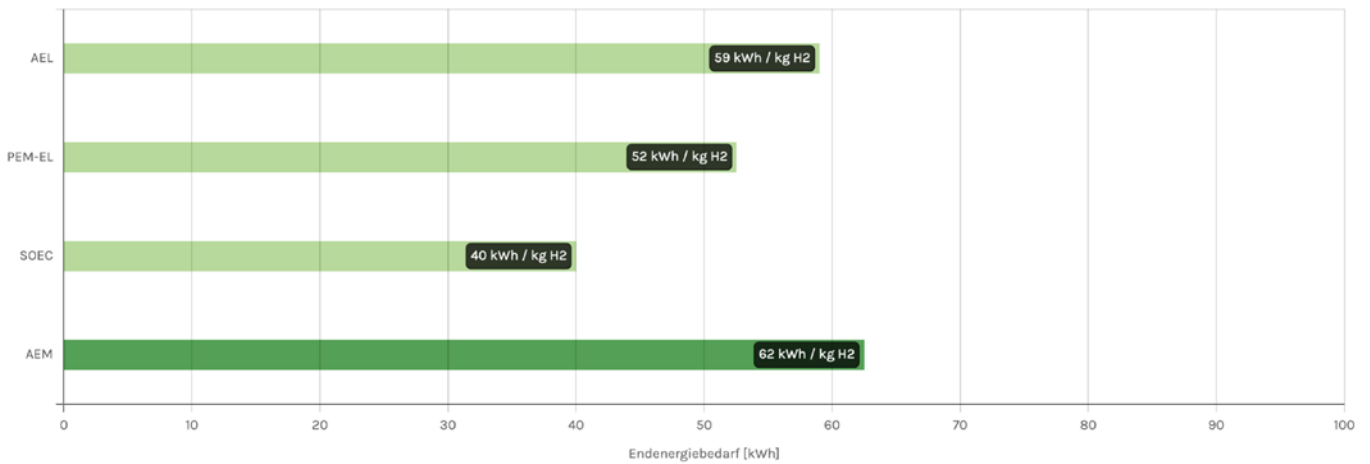
Der aktuelle Technologiereifegrad für die AEM-Elektrolyse beträgt 5-6.<sup>[5]</sup>



## Endenergiebedarf

### Endenergiebedarf

Um 1 Kilogramm Wasserstoff über die AEM-Elektrolyse zu erzeugen, sind 62,5 Kilowattstunden elektrische Energie notwendig.<sup>[4]</sup>

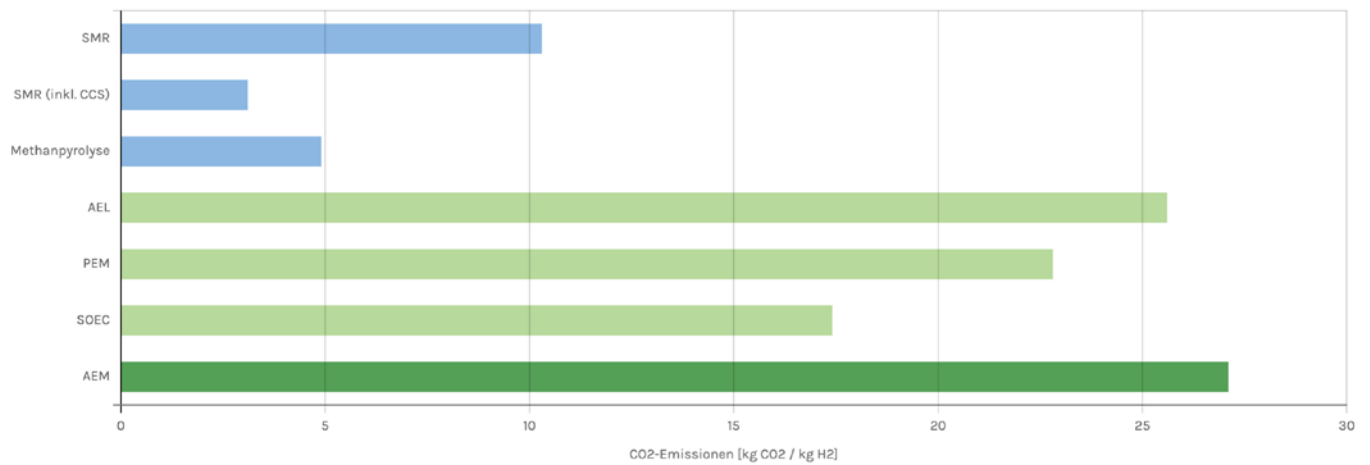


## Treibhausgasemissionen

Ein Break-Even-Point für die AEM gegenüber der Erdgasdampfpreformierung würde sich bei einem CO<sub>2</sub>-Fußabdruck von etwa 165 Gramm CO<sub>2</sub> pro Kilowattstunde Strom einstellen. Somit könnte durch den Einsatz von erneuerbaren Stromquellen eine deutliche THG-Minderung bei der Wasserstoffherzeugung über die AEM erzielt werden.

### Treibhausgasemissionen pro Kilogramm Wasserstoff bei Nutzung des deutschen Strommixes

Unter Berücksichtigung der Emissionen des aktuellen Strommixes (434 Gramm CO<sub>2</sub> pro Kilowattstunde Strom)<sup>[36]</sup> belaufen sich die Emissionen der Wasserstoffherzeugung der AEM auf etwa 27,1 Kilogramm CO<sub>2</sub> pro Kilogramm Wasserstoff. Zum Vergleich, die Wasserstoffherzeugung über Erdgasdampfpreformierung verursacht etwa 10,3 Kilogramm CO<sub>2</sub> pro Kilogramm Wasserstoff.



## Akteur\*innen

> AEM-Hersteller

## MASSNAHMEN

### MASSNAHME

#### > Kosten- und Risikoverringerung

Noch haben viele angekündigte Elektrolyseprojekte nicht die finale Investitionsentscheidung erreicht. Denn es bestehen erhebliche Risiken unter anderem aufgrund hoher Erzeugungskosten und fehlender Infrastruktur. Staatliche Unterstützung in Form von CAPEX- und OPEX-Zuschüssen kann zu einer Kosten- und Risikoverringerung für Anbieter von H<sub>2</sub> und seinen Derivaten führen.

### MASSNAHME

#### > Steigerung der Nachfrage

Durch Elektrolyse erzeugter H<sub>2</sub> ist noch nicht wettbewerbsfähig. Folglich fehlen verlässliche Abnehmer. Die staatlich angereizte Steigerung der Nachfrage kann das Entstehen eines Absatzmarkts für Elektrolysewasserstoff unterstützen.

### MASSNAHME

#### > Vergütung der netzdienlichen Flexibilität

Flexibel betriebene AEM-Elektrolyseure könnten entweder im Rahmen einer größeren Strategie der Verbrauchsflexibilität mithilfe von Elektrolyseuren oder an ausgewählten Standorten gezielt zur Entlastung des Stromnetzes eingesetzt werden. Wenn sie für ihren netzdienlich flexiblen Stromverbrauch vom Verteilnetzbetreiber vergütet werden, könnte dies den Bau solcher Elektrolyseure anreizen.

### INITIATOREN

> Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation,  
Post und Eisenbahnen

### MASSNAHME

#### > Zusammenarbeit auf EU-Ebene

Bedeutsam für die Attraktivität elektrolytisch erzeugten H<sub>2</sub> sind Politik- und Gesetzesinitiativen auf EU-Ebene wie die Anrechenbarkeit von mit erneuerbarem Strom produzierten H<sub>2</sub> im Rahmen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II). Ergebnis der Innereuropäische Abstimmung (SRC) ist auch die Einrichtung einer Europäischen Wasserstoffbank zur Beschleunigung der EU-internen Wasserstoffproduktion.

# Handlungsoptionen Andere Technologien

## Methanpyrolyse

Im Rahmen der Methanpyrolyse wird Methan (CH<sub>4</sub>), Hauptbestandteil von Erdgas und Biogas, thermisch unter Sauerstoffausschluss zu festem Kohlenstoff (C) und Wasserstoff (H<sub>2</sub>) gespalten ( $\text{CH}_4 \rightleftharpoons \text{C} + 2 \text{H}_2$ ). Hierbei werden hohe Temperaturen (ab 500 Grad Celsius) und oftmals der Einsatz geeigneter Katalysatoren benötigt.<sup>[24][25][26]</sup> In der Plasmapyrolyse wird die benötigte Wärme durch ein Plasma erzeugt. Somit werden Temperaturen von 1.200 bis 1.500 Grad Celsius erreicht und kein Katalysator benötigt. Das Nebenprodukt Kohlenstoff (im Wesentlichen Graphit und Kohlenstoffnanoröhrchen) lässt sich in vielerlei Hinsicht vermarkten, so zum Beispiel als Anode in der Batterieherstellung, in der Stahl- und Zementindustrie oder auch in der Kohlefaserproduktion. Auch als Verbundwerkstoff und Baumaterial für emissionsintensive Industrien lässt er sich einsetzen. Graphit wird heute überwiegend aus natürlichen Vorkommen in China abgebaut. Zudem lässt sich aus Kohlenstoff-Nanoröhrchen Graphen herstellen, welches zunehmend in der Luft- und Raumfahrt, im Automotivbereich, bei Windkraftanlagen und im Bauwesen genutzt wird.

### STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG



› In der anonymen Stakeholderbefragung des Wasserstoff-Kompasses war die Mehrheit der Ansicht, dass die Methanpyrolyse (auf Basis von Erdgas mit Deponierung des Kohlenstoffs) eine untergeordnete Rolle bei der H<sub>2</sub>-Erzeugung einnehmen wird. Nur 21 Prozent wählten die Methanspaltung als einen der Top-Drei-Herstellungspfade (mit den größten Anteilen an der Erzeugung von H<sub>2</sub> und seinen Derivaten) 2030 in Deutschland.<sup>[22]</sup>

### Voraussetzungen

- › Es muss Methan in ausreichenden Mengen zur Verfügung stehen. Quellen hierfür können Erdgas oder auch Biogas sein.
- › Für einen industriellen Einsatz muss die Methanpyrolyse weiterentwickelt werden.

### Vorteile

- › Bei der Methanpyrolyse entstehen bilanziell keine CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Wasserstoffherzeugung. Zu berücksichtigen ist allerdings, wie der Kohlenstoff verwendet wird, da bei dessen Verwendung CO<sub>2</sub>-Emissionen anfallen können.
- › Für die Erzeugung einer definierten Menge Wasserstoffs benötigt die Methanpyrolyse (theoretisch) circa vierzig Prozent weniger Energie als die Erdgasdampfpreformierung, wenn die benötigte Energie zur Dampferzeugung bei der Dampfpreformierung berücksichtigt wird.<sup>[24]</sup>

- › Fester Kohlenstoff (Ruß, oder Carbon Black) ist ein wertvolles Nebenprodukt der Methanpyrolyse, mit vorteilhaften Eigenschaften für verschiedene Anwendungen: Verstärkungswirkung in Gummi (Reifen), Schwarzpigment, Wärme- und elektrische Leitfähigkeit, Beständigkeit gegen UV-Strahlung. Heutige Rußerzeugung führt zu CO<sub>2</sub>-Emissionen.

### Nachteile

- › Die Methanpyrolyse befindet sich noch nicht in ausreichender Technologiereife für industrielle Größenordnungen.
- › Im Fall der Methanpyrolyse erfolgt die Wasserstoffbereitstellung vermutlich weiterhin auf Basis von Erdgas, da die Verfügbarkeiten ausreichender Mengen Biogas unklar sind. Auch zukünftig könnten somit Abhängigkeiten von Erdgaslieferanten bestehen bleiben.
- › Bei der Methanpyrolyse wird bilanziell weniger Wasserstoff freigesetzt ( $\text{CH}_4 \rightleftharpoons \text{C} + 2 \text{H}_2$ ) pro eingesetzter Menge Methan als bei der konventionellen Dampfreformierung ( $\text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{CO}_2 + 4 \text{H}_2$ ). Bei gleichbleibenden Wasserstoffbedarfen würde eine Umstellung auf Methanpyrolyse stöchiometrisch somit zu einer Erhöhung des Methanbedarfs führen.
- › Aktuelle Methanpyrolyseverfahren arbeiten bei atmosphärischem Druck. Daher wird eine Kompression des erzeugten Wasserstoffs benötigt, was sich negativ auf die Gesamtenergiebilanz auswirkt.<sup>[24]</sup>
- › Es treten Nebenreaktionen auf, in denen andere Alkane oder Olefine und Aromaten erzeugt werden können. Daher wird eine Nachbehandlung des Produktgases benötigt, wenn eine hohe Wasserstoffreinheit erforderlich ist.<sup>[24][27][28][29]</sup>

### Folgen

Wenn Methanpyrolyse eingesetzt wird,

- › dann können bilanziell die CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Wasserstofferzeugung vermieden werden. Allerdings können Abhängigkeiten von Erdgas als Energieträger bestehen bleiben.
- › dann werden hohe Mengen Kohlenstoff anfallen. Daher sollten Verwendungszwecke für den anfallenden Kohlenstoff berücksichtigt werden. Zusätzlich gilt es die Qualität des Kohlenstoffs zu berücksichtigen.
- › dann muss der Einsatz des Kohlenstoffs (auch zum Lebensende) ebenfalls emissionsfrei erfolgen, damit die Methanpyrolyse als CO<sub>2</sub>-neutral eingestuft werden kann.

### Ökonomische Aspekte

Bei der Methanpyrolyse fallen bei der Verwertung von 1 Kilogramm CH<sub>4</sub> bilanziell 0,25 Kilogramm Wasserstoff sowie 0,75 Kilogramm reiner Kohlenstoff an. Daher muss der Einsatz des Kohlenstoffs im Rahmen der Wirtschaftlichkeit berücksichtigt werden. Abhängig von den Verkaufspreisen des Kohlenstoffs wurden Produktionskosten für Wasserstoff über Methanpyrolyse von 2,60 bis 3,20 Euro pro Kilogramm Wasserstoff ermittelt.<sup>[24][30]</sup>

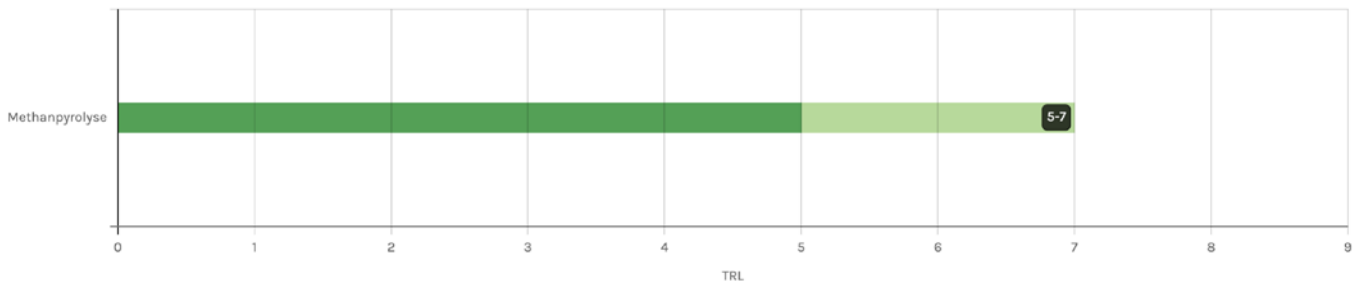
### Versorgungssicherheit

Bei der Verwendung von Methanpyrolyse wird weiterhin im Wesentlichen Erdgas als Rohstoff eingesetzt. Daher kann die Methanpyrolyse nicht dazu beitragen, die Abhängigkeit von Erdgas als Rohstoff stark zu reduzieren. Darüber hinaus entsteht bei der Methanpyrolyse bilanziell weniger Wasserstoff pro eingesetzter Menge CH<sub>4</sub> im Vergleich zur konventionellen Erdgasdampfpreformierung, sodass bei einer theoretischen Substitution der Erdgasdampfpreformierungs-basierten Wasserstoffproduktion mehr CH<sub>4</sub> benötigt werden würde.

### Technologiereifegrad

**Technologiereifegrad**

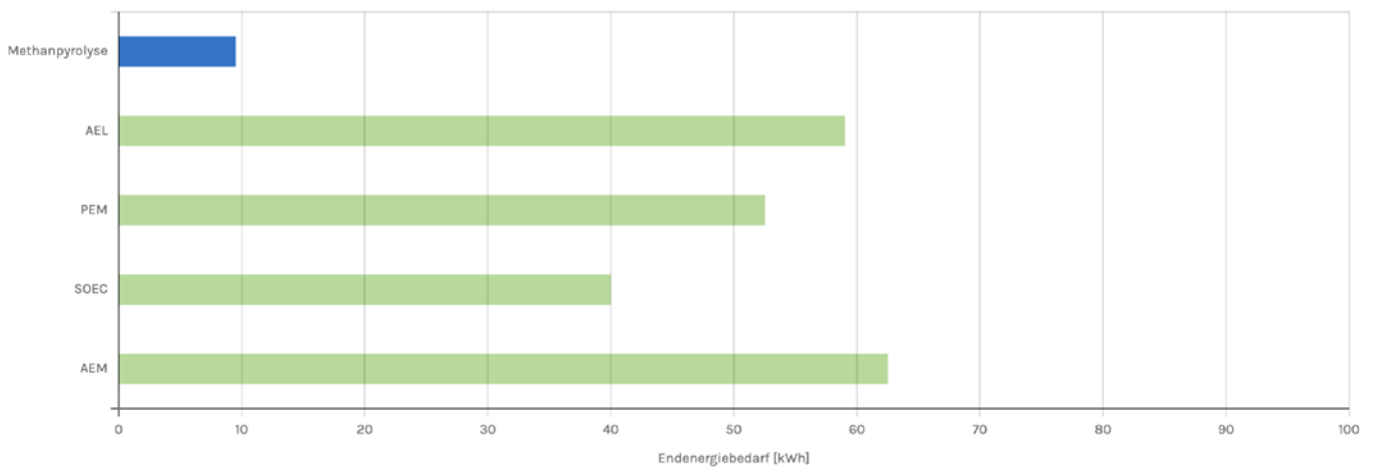
Der aktuelle Technologiereifegrad für die Methanpyrolyse beträgt 5-7.<sup>[31] [32][33]</sup>



### Endenergiebedarf

**Endenergiebedarf**

Unter Annahme einer elektrischen Beheizung der Pyrolyse sowie Kompression des Wasserstoffs (von 1 auf 20 bar) beträgt der elektrische Energiebedarf 9,5 Kilowattstunden pro Kilogramm Wasserstoff. Der Energiebedarf wäre somit geringer als bei der Wasserstoffherzeugung über Wasserelektrolyse.<sup>[33]</sup>





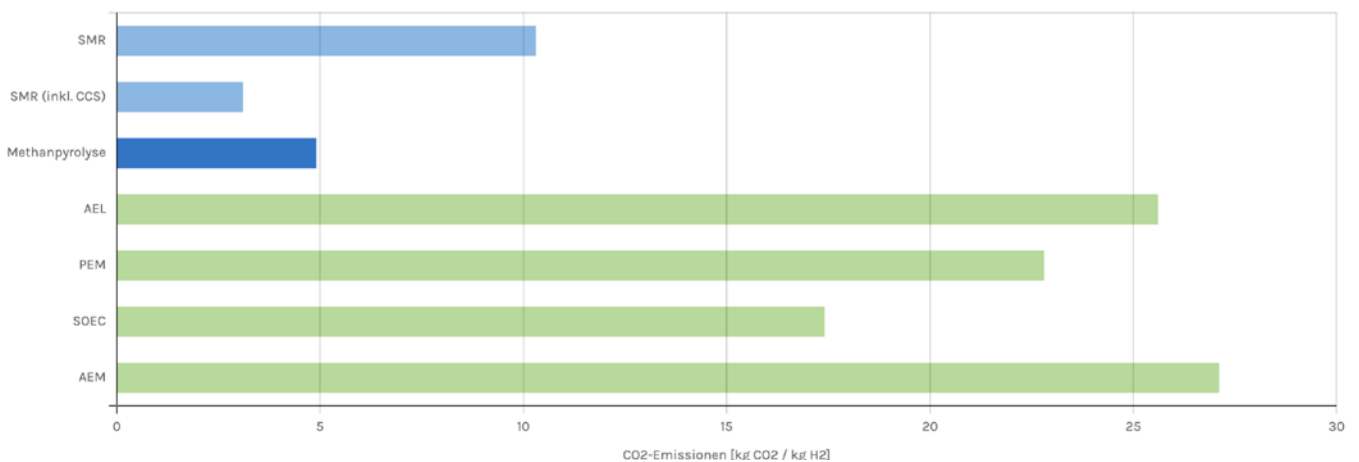
## Treibhausgasemissionen

Neben energetischen Emissionen spielen auch Treibhausgasemissionen aus Verlusten eine Rolle bei der Methanpyrolyse, vor allem nicht umgesetztes Methan. Durch Methanschlupf können bis zu 0,26 Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente pro Tonne Wasserstoff freigesetzt werden. Hinzu kommen Emissionen aus der Bereitstellung der Prozesswärme (Verbrennung von fossilen Rohstoffen oder elektrische Wärmebereitstellung). Zum Status quo wurden die zusätzlichen Emissionen aus der elektrischen Wärmebereitstellung auf etwa 4,6 Kilogramm CO<sub>2</sub> pro Kilogramm Wasserstoff abgeschätzt.<sup>[33]</sup>

Generell gilt: Erfolgt bei der Nutzung des gebildeten Kohlenstoffs im Lebenszyklus keine Umwandlung zu CO<sub>2</sub>, ist die Herstellung des Wasserstoffs klimaneutral, beispielsweise durch Endlagerung des Kohlenstoffs. Bei Verwendung von Biomethan kann sogar von negativen Emissionen gesprochen werden.

### CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kilogramm Wasserstoff bei Nutzung des deutschen Strommixes

Insgesamt belaufen sich die Emissionen der Methanpyrolyse mit Erdgas auf 146 Gramm CO<sub>2</sub> pro Kilowattstunde Wasserstoff (etwa 4,9 Kilogramm CO<sub>2</sub> pro Kilogramm Wasserstoff). Dies entspricht einer Minderung von mehr als 50% im Vergleich zur reinen Erdgasdampfpreformierung (10,3 Kilogramm CO<sub>2</sub> pro Kilogramm Wasserstoff).<sup>[17]</sup>



## Akteur\*innen

> Chemische Industrie

### AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

Aktuell gibt es einige internationale Forschungs- und Entwicklungsprojekte, beispielsweise die kommerzielle Demonstrationsanlage von Hazer oder die Olive-Creek-Projekte der amerikanischen Firma Monolith. Geförderte Projekte in Deutschland sind beispielsweise:

> ReHydroPro

<https://biooekonomie.de/foerderung/projektatlas/verbundvorhaben-rehydropro-regionale-und-energieautarke-produktion-von>

> NECOC

[https://www.tvt.kit.edu/21\\_3547.php](https://www.tvt.kit.edu/21_3547.php)

> Me2H2

<https://www.bfi.de/de/projekte/mephy-methanpyrolyse/>

## MASSNAHMEN

### MASSNAHME

#### > Unterstützung internationaler (Forschungs-)Kooperationen

Laut der fortgeschriebenen Nationalen Wasserstoffstrategie möchte die deutsche Bundesregierung nur erneuerbaren H<sub>2</sub> direkt finanziell fördern. International könnte aber die Herstellung von H<sub>2</sub> über Methanpyrolyse eine größere Rolle spielen. Daher kann es für deutsche Akteur\*innene sinnvoll sein, sich im Rahmen von Vernetzung und Zusammenarbeit (SRC) an der Weiterentwicklung des Verfahrens zu beteiligten.

### INITIATOREN

- > Me2H<sub>2</sub>
- > Auswärtiges Amt
- > Bundesministerium für Bildung und Forschung

### MASSNAHME

#### > Zertifizierung von Wasserstoff

Über Methanpyrolyse erzeugter H<sub>2</sub> kann, je nachdem, ob Biogas oder Erdgas verwendet wird, als erneuerbarer oder CO<sub>2</sub>-armer H<sub>2</sub> gelten. Somit kann die Nachfrage nach diesem H<sub>2</sub> durch eine Zertifizierung von Wasserstoff (SRC) der Klimaverträglichkeit gesteigert werden.

## Erdgasdampfreformierung mit CCS

Bei der Dampfreformierung wird Erdgas bei hohen Temperaturen (bis zu 1.000 Grad Celsius) mit Wasserdampf zu Synthesegas umgesetzt. Dieses besteht aus Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff ( $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{CO} + 3\text{H}_2$ ), beinhaltet aber auch  $\text{CO}_2$  und nicht umgesetztes Methan. Im weiteren Verlauf erfolgt entweder die direkte Verwendung des Synthesegases oder die Erhöhung des  $\text{H}_2$ -Anteils durch die Wassergas-Shift (WGS)-Reaktion ( $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{H}_2 + \text{CO}_2$ ). Die Erzeugung von Wasserstoff (beziehungsweise Synthesegas) mittels Dampfreformierung ist damit emissionsintensiv. Die Prozesswärmebereitstellung mittels Verbrennung von Erdgas sowie die Dampfreformierung selbst machen ungefähr ein beziehungsweise zwei Drittel der Emissionen aus. Abhilfe können in beiden Fällen die Abscheidung und die Verpressung von  $\text{CO}_2$  schaffen, sogenanntes Carbon Capture and Storage (CCS).



### STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

› In unserer anonymen Stakeholderbefragung war die Mehrheit der Ansicht, dass die Erdgasdampfreformierung mit CCS eine sekundäre Rolle bei der  $\text{H}_2$ -Erzeugung einnehmen wird. Nur 37 Prozent wählten diesen Herstellungspfad als einen der drei mit den größten Anteilen an der Erzeugung von  $\text{H}_2$  und seinen Derivaten 2030 in Deutschland. Zudem waren die Befragten der Ansicht, dass unter ein Drittel (im Mittel 31 Prozent) des 2030 in Deutschland genutzten  $\text{H}_2$   $\text{CO}_2$ -arm sein soll.<sup>[22]</sup>

### Voraussetzungen

- › Erdgas als Rohstoff muss vorhanden sein.
- › Die Dampfreformer müssen mit Abscheideeinrichtungen ausgestattet sein.
- › Es bedarf einer Infrastruktur für den Transport des  $\text{CO}_2$  zum Verpressungsort.
- › Geologische und technische Speichermöglichkeiten für das  $\text{CO}_2$  müssen gegeben sein.
- › Ausgehend von der angekündigten Carbon-Management-Strategie der Bundesregierung bedarf es rechtlicher Anpassungen und klarer Kriterien auf Bundesebene, die definieren, in welchem Rahmen  $\text{CO}_2$ -Abscheidung, Transport und -Verpressung möglich sind.

### Vorteile

- › Bestehende Anlagen mit Dampfreformern können weiterverwendet werden, wodurch teure Investitionen in neue Anlagen vermieden werden.
- › Da die Dampfreformierung unter Luftausschluss läuft, sind die entstehenden  $\text{CO}_2$ -Konzentrationen der Abgase hoch und somit die Abscheidung einfacher und günstiger. Wird die Dampfreformierung in eine Ammoniakproduktion integriert, ist das  $\text{CO}_2$  aus dem Prozess sogar fast rein, und es ist keine zusätzliche Abscheidung erforderlich. Allerdings bleibt in beiden Fällen die Abscheidung von den prozesswärmebasierten Emissionen aufwendig.
- › Durch  $\text{CO}_2$ -Abscheidung werden bis zu 90 Prozent der gesamten prozessbedingten  $\text{CO}_2$ -Emissionen gegenüber der konventionellen Erdgasdampfreformierung eingespart.<sup>[17]</sup> In manchen Fällen werden sogar Abscheideraten von über 95 Prozent angegeben.<sup>[19]</sup>

> Erdgasdampfreformierung mit CCS kann als Brückentechnologie fungieren, bis ein entsprechender Hochlauf der Elektrolysekapazitäten erfolgt ist, um die nationalen Wasserstoffbedarfe zu bedienen. Dies wird in einer Vielzahl von nationalen Wasserstoffstrategien beschrieben (vergleiche Länderanalyse des Wasserstoff-Kompasses: [https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user\\_upload/img/news-und-media/dokumente/2022\\_H2\\_Laenderanalyse.pdf](https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/2022_H2_Laenderanalyse.pdf)).

### Nachteile

- > Erdgas wird weiterhin als Rohstoff eingesetzt. Erdgasbedingte Vorkettenemissionen fallen weiterhin an.<sup>[17][19]</sup>
- > Bei der Wasserstofferzeugung fallen dennoch weiterhin prozessbedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen an.

### Folgen

Wenn Wasserstoff über Erdgasdampfreformierung mit CCS erzeugt wird

- > dann werden CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart gegenüber der konventionellen Erdgasdampfreformierung, aber CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht komplett vermieden.
- > dann muss weiterhin Erdgas als Rohstoff für die Wasserstofferzeugung eingesetzt werden und nach Deutschland geliefert werden.

### Ökonomische Aspekte

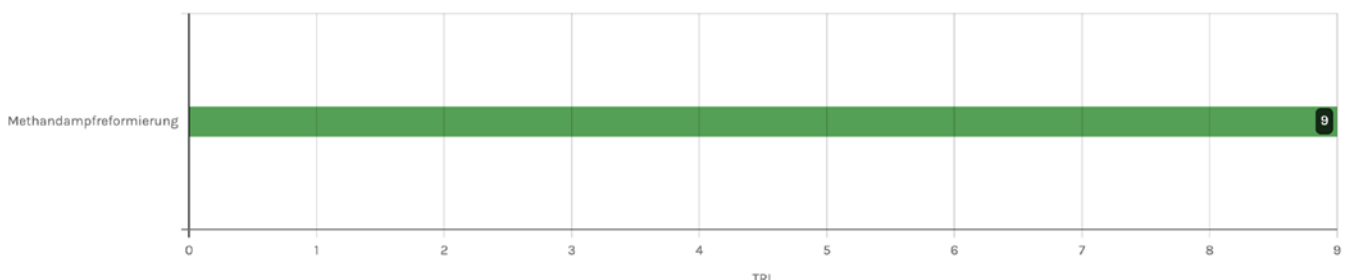
Die Wasserstofferzeugungskosten über Erdgasdampfreformierung mit CCS lagen vor dem Ukrainekrieg durchschnittlich bei etwa 1,40 bis 2,85 Euro pro Kilogramm Wasserstoff.<sup>[17][19][34]</sup> Aufgrund der angestiegenen Erdgaspreise, ausgelöst durch den Ukrainekrieg, lagen die Preise zwischenzeitlich zwischen 5 und 8,20 Euro pro Kilogramm Wasserstoff.<sup>[19]</sup>

### Versorgungssicherheit

Die Wasserstoffbereitstellung ist elementar für die Versorgungssicherheit Deutschlands, da viele Prozesse auf Wasserstoff angewiesen sind, beispielsweise die Ammoniakherzeugung. Allerdings führt die Dampfreformierung mit CCS nicht dazu, Abhängigkeiten von Erdgas und deren Lieferanten zu reduzieren.

### Technologiereifegrad

**Technologiereifegrad**  
Der Technologiereifegrad für die Methandampfreformierung beträgt 9.



## Endenergiebedarf

Für die Erzeugung von einem Kilogramm Wasserstoff mittels Dampfreformierung werden 45,8 Kilowattstunden Erdgas, 1,11 Kilowattstunden Strom sowie 21,9 Kilogramm Wasser benötigt.<sup>[35]</sup>

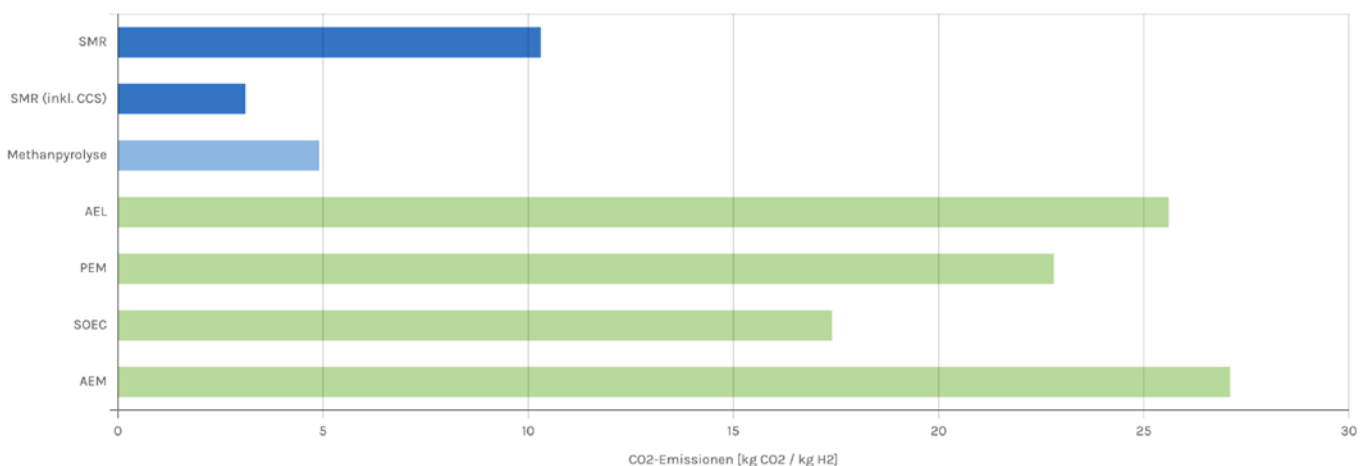
Der zusätzliche Energiebedarf für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung (Regenerierung des Absorbermaterials durch Wärme sowie Kompression des CO<sub>2</sub>) kann teilweise aus dem Prozess der Dampfreformierung gewonnen werden. Daher wird der Energieverbrauch durch den Einsatz der CO<sub>2</sub>-Abscheidung nur minimal erhöht.<sup>[19]</sup> Laut Berechnungen<sup>[17]</sup> werden etwa eine Kilowattstunde Strom bei der CO<sub>2</sub>-Abtrennung pro Kilogramm Wasserstoff benötigt.

## Treibhausgasemissionen

Bei der Erdgasdampfreformierung zur Wasserstoffherzeugung fallen etwa 310 Gramm CO<sub>2</sub> pro Kilowattstunde Wasserstoff an (entspricht etwa 10,3 Kilogramm CO<sub>2</sub> pro Kilogramm Wasserstoff).<sup>[17]</sup> Bei der Dampfreformierung machen prozessbedingte Emissionen mehr als die Hälfte der anfallenden Emissionen aus. Diese können abgetrennt werden.<sup>[19]</sup> Dadurch birgt der Einsatz der CO<sub>2</sub>-Abscheidung ein hohes CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzial. Laut Berechnungen<sup>[17]</sup> können beispielsweise 28 Gramm CO<sub>2</sub> pro Kilowattstunde Wasserstoff, bezogen auf den Heizwert (entspricht etwa 0,9 Kilogramm CO<sub>2</sub> pro Kilogramm H<sub>2</sub>), bei einer CO<sub>2</sub>-Abscheiderate von 90 Prozent abgetrennt werden.

### Treibhausgasemissionen pro Kilogramm Wasserstoff bei Nutzung des deutschen Strommixes

Unter Berücksichtigung von Vorketten (Erdgas, Strom) verursacht die Erzeugung von Wasserstoff über Dampfreformierung unter Annahme einer 90% Abscheiderate sowie CCS etwa 94 Gramm CO<sub>2</sub> pro Kilowattstunde Wasserstoff (entspricht 3,1 Kilogramm CO<sub>2</sub> pro Kilogramm Wasserstoff bezogen auf den Heizwert).<sup>[17]</sup>



## Akteur\*innen

> Wasserstoffherzeuger

## MASSNAHME

### MASSNAHME

#### > Schaffung der Rechtslage für (Offshore-)CO<sub>2</sub>-Speicherung

Soll CO<sub>2</sub> in Deutschland in geologischen Formationen gespeichert werden (CCS), muss die Rechtslage hierfür geschaffen werden. Bisher wurden Speicher nur zu Demonstrationszwecken zugelassen. Darüber hinaus gehende Zulassungen sind nicht mehr möglich.<sup>[39][40]</sup>

Zudem ist der Transport von CO<sub>2</sub> über das Meer beispielsweise nach Norwegen noch nicht zulässig, denn eine wichtige Voraussetzung hierfür steht noch aus: Eine Ergänzung des Protokolls zum Londoner Übereinkommen über den Schutz der Meeresumwelt, die der Export von CO<sub>2</sub> erlauben würde, muss noch von Deutschland und weiteren Vertragsparteien ratifiziert werden.<sup>[40][41]</sup>

### INITIATOREN

- > Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
- > Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz

## Thermische Verfahren zur Wasserstofferzeugung aus Abfällen

Wasserstoff kann aus Abfällen wie Bioabfall, Kunststoffen, Klärschlamm, Gülle oder Mist durch thermische Verfahren wie Pyrolyse oder Vergasung gewonnen werden. Dabei geht es nicht nur um Wasserstoffproduktion, sondern auch um Abfallbehandlung und Kreislaufwirtschaft.

Bei der vollständigen Verbrennung von Abfällen mit Sauerstoffüberschuss entsteht nur Wärme, welche in der Prozess- oder Fernwärme verwertet oder zu Strom umgewandelt werden kann. Dahingegen führen thermische Verfahren bei hohen Temperaturen unter Sauerstoffausschluss (Pyrolyse) oder -mangel (Vergasung) zur Zersetzung in ein wertvolles Produktgemisch, dessen Zusammensetzung von Einsatzgut und Prozessführung abhängt: unter anderem entstehen Kohle, ein öliges Kondensat (Pyrolyseöl), Pyrolysegase oder Synthesegas. Aus diesen Produkten kann Wasserstoff direkt abgetrennt werden. Die Produkte können aber auch in weiteren Verfahren, wie der Dampfreformierung nach der Pyrolyse<sup>[42]</sup> oder einer Wassergas-Shift-Reaktion eingesetzt werden, um zusätzlichen Wasserstoff zu gewinnen.

In der Plasmapyrolyse und -vergasung wird die benötigte thermische Energie durch Plasma zugeführt. Dadurch werden Temperaturen von einigen tausend Grad erreicht.<sup>[55]</sup> In der hydrothermalen Vergasung werden feuchte Eingangsstoffe wie Gülle in überkritischem Wasser bei hohen Temperaturen und Drucken behandelt.

## Voraussetzungen

- › Anlagen sollten auf lokal anfallende Abfallmengen und für regionale Verwertung und Wasserstoffproduktion angepasst sein.
- › Eine dezentrale H<sub>2</sub>-Wirtschaft muss vorhanden sein, damit die H<sub>2</sub>-Erzeugung aus thermischen Verfahren wirtschaftlich sein kann.

## Vorteile

- › Diese Verfahren ermöglichen die Behandlung von schwer recyclebaren Abfällen wie zum Beispiel Plastikgemische, Rotorblätter von Windrädern oder Sondermüll.
- › Da Abfälle chemische Energie enthalten, verbraucht die Wasserstoffherzeugung aus Abfällen weniger externe Energie (Strom oder Wärme) als die Erzeugung über Wasserelektrolyse.
- › Die Nutzung biologischer Abfälle steht nicht in Konkurrenz zur Lebensmittelproduktion wie bei anderen biogenen Quellen.
- › Die erzeugte Kohle könnte zur Kohlenstoffsequestrierung dienen und gleichzeitig in der Landwirtschaft oder als Baumaterial genutzt werden.

## Nachteile

- › Die hohen Temperaturen können die Lebensdauern von verschiedenen Bauteilen und Anlagen einschränken.
- › Die Wirkungsgrade können nicht durch eine Erhöhung der Anlagengröße verbessert werden, da die lokal anfallende Abfallmengen sind begrenzt.
- › Thermischen Verfahren haben derzeit nur eine kleine Toleranz gegenüber schwankenden Zusammensetzungen der Eingangsmaterialien.

## Folgen

- › Da sich der Transport von Abfällen über lange Strecke wirtschaftlich und energetisch nicht rentiert, ist eine H<sub>2</sub>-Erzeugung aus Abfall eher dezentral zu erwarten.
- › Das Synthesegas könnte direkt in chemischen Verfahren wie Fischer-Tropsch weitergearbeitet werden, ohne den H<sub>2</sub> zu trennen; Das Pyrolyseöl könnte direkt in der chemischen Industrie genutzt werden, ohne eine Dampfreformierung durchzuführen. Somit würden Kohlenstoffkreisläufe geschlossen werden, ohne den Umweg über CO<sub>2</sub> und dessen teure und energieintensive Abscheidung zu gehen. Durch seine Behandlung in thermischen Verfahren könnte Klärschlamm als Phosphorquellen dienen.

## Ökonomische Aspekte

Die Wasserstoffherzeugung aus Abfällen wird eher dezentral sein und damit einen Beitrag zur lokalen Wertschöpfung leisten.

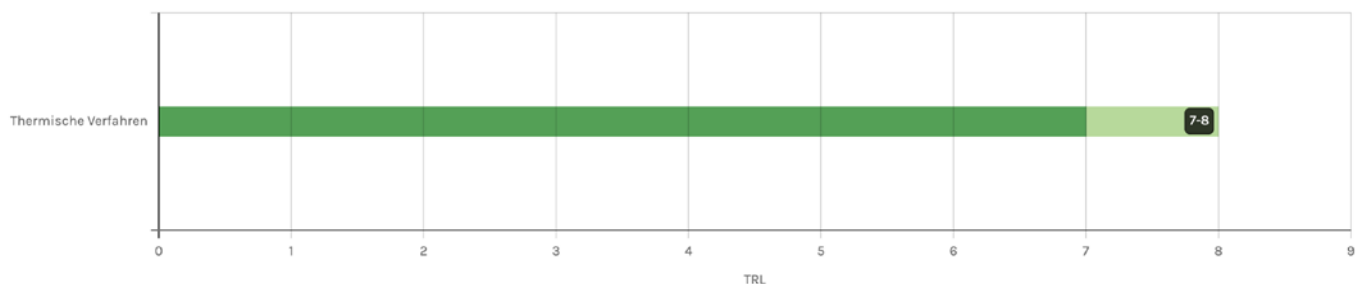
## Versorgungssicherheit

Durch die Nutzung von Abfällen zur Strom-, Wärme- und/oder Wasserstoffherzeugung kann ein Beitrag zur lokalen Versorgungssicherheit geleistet und die Importabhängigkeit reduziert werden.

## Technologiereifegrad

### Technology Readiness Level

Der Technologiereifegrad von thermischen Verfahren zur Wasserstoffherzeugung liegt zwischen 7 und 8. (Einige Unternehmen haben erste Demonstrationsanlagen bei Kunden installiert.<sup>[45][46][47]</sup>)



## Endenergiebedarf

Durch die Kombination der stofflichen und energetischen Nutzung der Ausgangsstoffe kann der Endenergiebedarf sehr unterschiedlich ausfallen. Nachfolgend soll dies anhand ausgewählter Beispiele verdeutlicht werden:

- › Beispiel von Haffner Energy<sup>[45]</sup> (Holzabfallpyrolyse mit nachgeschalteter Reformierung): Aus 30 Kilogramm Holz (mit 30 Prozent Feuchte; dies entspricht etwa 111 Kilowattstunden bezogen auf den Heizwert) und 6,4 Kilowattstunden Strom kann 1 Kilogramm Wasserstoff (mit einem Heizwert von 33,3 Kilowattstunden pro Kilogramm) gewonnen werden. Dies bedeutet eine Holz-zu-Wasserstoff-Energieeffizienz von 40 Prozent. Dazu werden 5,5 Kilogramm Biokohle als Kohlenstoffsenke-Nebenprodukt produziert, was 46 Kilowattstunden entspricht und eine Gesamtenergieeffizienz von 81 Prozent bedeutet. 30 Kilogramm feuchtes Holz enthalten im Durchschnitt 2,25 Kilogramm Wasserstoff, sodass sich eine stoffliche Effizienz von 44 Prozent ergibt.
- › Beispiel von Qairos Energies<sup>[46]</sup> (Vergasung von Reststoffen der Hanfwirtschaft mit nachgeschalteter Wassergas-Shift-Reaktion): Aus 10.000 Tonnen Hanfabfall pro Jahr können 1.200 Tonnen Wasserstoff gewonnen werden.
- › Beispiel von Plagazi<sup>[47]</sup> (Plasmavergasung mit nachgeschalteter Dampfreformierung): Aus 22.000 Tonnen Plastikabfall können 4.300 Tonnen Wasserstoff im Jahr gewonnen werden. Die häufigsten Plastiksarten PE und PP haben einen Heizwert von etwa 13 Kilowattstunden pro Kilogramm und enthalten etwa 14 Gewichtsprozent Wasserstoff.



Dadurch ergibt sich eine Energieeffizienz von 26 Prozent. Die stoffliche Effizienz lässt sich auf Basis der vorhandenen Angaben nicht auf den Plastikabfall reduzieren, da die nachgeschaltete Dampfreformierung in Gegenwart von Wasser in den insgesamt 4.300 Tonnen Wasserstoff bereits enthalten sind.

### Wasserstoff-Potential

Das Potenzial an Wasserstoff kann aus dem Wasserstoffanteil des Abfalls geschätzt werden. Allerdings ist die Menge des entstehenden Wasserstoffs abhängig von der Prozessführung und kann durch nachgeschaltete Prozesse größer ausfallen als der Wasserstoffanteil des Abfalls selbst.

- > In Deutschland fielen 51 Millionen Tonnen Siedlungsabfälle im Jahr 2020 an, davon waren 10,7 Millionen Tonnen Biomasse, die im Durchschnitt 6 Gewichtsprozent Wasserstoff enthält. Dies ergäbe ein jährliches Wasserstoffpotenzial von 640.000 Tonnen.
- > PP und PE machen durchschnittlich 4,3 Prozent der Siedlungsabfälle in Europa aus und enthalten 14 Gewichtsprozent Wasserstoff. Dies bedeutet für Deutschland ein jährliches Potenzial von 307.000 Tonnen Wasserstoff. Würden diese Plastikabfälle durch Pyrolyse mit nachgeschalteter Dampfreformierung behandelt, könnten bis zu 548.000 Tonnen Wasserstoff im Jahr erzeugt werden.<sup>[42]</sup>

### Akteur\*innen

- > Kommunen (Abfallbehandlung)
- > Abfallentsorgungsunternehmen

### AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- > BiDRoGen: Wirtschaftliche, dezentrale und mobile Herstellung von Grünem Wasserstoff aus der Vergasung von pelletiertem Restholz in einer Containerlösung.  
<https://btx-energy.de/projekte/bidrogen/>

### Minderungspotential

Durch die Methanemissionen machte die Abfalldeponierung mit 6,4 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalenten 76 Prozent der Emissionen der Abfallwirtschaft und etwa 0,8 Prozent der gesamten Treibhausgasemissionen im Sektor des Klimaschutzgesetzes in Deutschland aus.<sup>[44]</sup> Außerdem haben Abfallbrennstoffe und Rauchgasentschwefelung zu Emissionen von rund 22 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> geführt.<sup>[44]</sup>

Die Behandlung von Abfällen in thermischen Verfahren zur Wasserstoffherzeugung würde diese Emissionen reduzieren. Zudem kann das resultierende CO<sub>2</sub> leichter abgetrennt werden, da die Verfahren ohne beziehungsweise in Gegenwart von wenig Luft ablaufen. Das Kohlenebenprodukt kann auch als sequestrierter Kohlenstoff dienen.

## Solare Thermochemie

Konzentrierte Sonnenstrahlung kann direkt benutzt werden, um mit der entstehenden Hochtemperaturwärme Wasserstoff oder Synthesegas über einen Ceroxid-Kreisprozess zu erzeugen. Der Prozess läuft in zwei Schritten ab:

- 1) Das Ceroxid ( $\text{CeO}_2$ ) wird erst bei hohen Temperaturen von rund 1.500 Grad Celsius teilweise reduziert, wobei Sauerstoff freigesetzt wird.
- 2) Nach Abkühlung auf Temperaturen unter 1.000 Grad Celsius wird das reduzierte Ceroxid ( $\text{CeO}_{2-x}$ ) mit Wasserdampf und/oder abgespaltenem  $\text{CO}_2$  wieder oxidiert. Hierbei entzieht Ceroxid dem Wasser beziehungsweise dem  $\text{CO}_2$  den Sauerstoff, wodurch Wasserstoff beziehungsweise Synthesegas entsteht.<sup>[48]</sup>

Der Ceroxid-Kreisprozess ist bisher das erfolgreichste solarthermochemische Verfahren. Aber auch andere Metalloxid- oder Schwefeloxidverbindungen sowie Verfahren mit weiteren Reaktionsschritten werden ebenfalls erforscht.<sup>[48]</sup>

### Voraussetzungen

- › Es ist ein Standort mit starker, anhaltender Sonneneinstrahlung nötig.
- › Es bedarf einer Anlage, die die einfallenden Sonnenstrahlen bündelt.
- › Die notwendige technologische Reife muss noch erreicht werden, etwa durch Forschung an weiteren Materialien wie Metalloxiden sowie andere Prozesskonzepten.

### Vorteile

- › Es werden keine Edelmetalle benötigt.
- › Die Wasserspaltung durch Hochtemperaturwärme verspricht hohe »Solar-zu-Wasserstoff«-Wirkungsgrade. Allerdings wurde bisher etwa 5 Prozent erreicht,<sup>[54]</sup> im Vergleich zu 13 Prozent für die Kombination von Photovoltaik (circa 20 Prozent) und PEM-Elektrolyse (circa 63 Prozent).
- › Solarthermie ermöglicht die Nutzung von Hochtemperaturwärmespeichern. Dadurch können mehr Volllaststunden als bei einer Photovoltaikanlage erreicht werden.
- › Die Technologie könnte sich für abgelegene Gebiete eignen.

### Nachteile

- › Konzentrierte Solarthermie erfordert direkte Solarstrahlung ohne Bewölkung.
- › Es würde kein Solarstrom zur anderweitigen lokalen Nutzung produziert.

### Folgen

- › Wasserstoff kann direkt ohne zwischengeschaltete Stromerzeugung produziert werden.

## Ökonomische Aspekte

Mit dieser Technologie sollen Erzeugungskosten von 1,90 Euro pro Liter Kerosin und 3,20 Euro pro Kilogramm Wasserstoff möglich sein, da im Vergleich zur Wasserstoffherzeugung über Elektrolyse der Kostentreiber Strom eine untergeordnete Rolle spielt.<sup>[48]</sup>

## Versorgungssicherheit

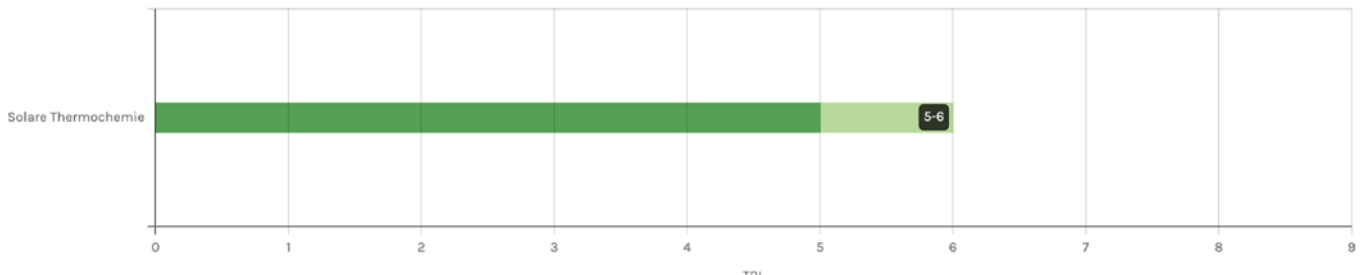
Technologien auf Basis konzentrierender Solarstrahlung sind für die deutschen Wetterbedingungen nicht optimal und werden eher im Süden oder außerhalb Europas eingesetzt werden.

Eine solare Thermochemie-Anlage mit einer Größe von 1 Quadratkilometer könnte in Zukunft 20.000 Liter Kerosin pro Tag produzieren; im Vergleich dazu verbraucht ein Transatlantikflug circa 100.000 Liter Kerosin.<sup>[54]</sup>

## Technologiereifegrad

### Technology Readiness Level

Der Technologiereifegrad von solarer Thermochemie zur Wasserstoffherzeugung liegt zwischen 5 und 6.<sup>[48]</sup> Allerdings befindet sich eine industrielle Demonstrationsanlage (TRL 7, DAWN-Projekt) im Bau.<sup>[50]</sup>



## Endenergiebedarf

Im Rahmen von Demonstrationsanlagen an der ETH-Zürich oder in Andalusien, Spanien (Hydrosol) konnten bislang Wirkungsgrade von etwa 5 Prozent für den Kreisprozess erzielt werden.<sup>[49] [54]</sup> Um das Verfahren wirtschaftlich zu machen würde ein Wirkungsgrad von mindestens 15 Prozent benötigt.<sup>[54]</sup>

Mit der Synhelion-Demonstrationsanlage (DAWN) in Jülich sollen Wirkungsgrade von bis zu 15 Prozent erreicht werden.<sup>[50]</sup>

### AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

> DAWN

<https://synhelion.com/technology/solar-fuel-plants>

## Photoinduzierte Wasserspaltung

Sonnenstrahlung kann direkt zur Wasserspaltung benutzt werden, indem solare Energie zu energiereichen Molekülen wie Wasserstoff umgesetzt wird.<sup>[48][51]</sup> Man spricht auch von künstlicher Photosynthese.<sup>[52]</sup> Es kann zwischen photo-elektrochemischer, photokatalytischer und photobiologischer Wasserspaltung unterschieden werden. Jedes dieser drei Verfahren verhält sich so, als würde man Photovoltaik und Elektrolyse in einem einzigen System kombinieren:

- › In einer photovoltaischen Zelle wird Licht von einem Halbleiter absorbiert, dadurch werden Ladungen erzeugt und es entsteht Strom. Der Strom kann dann extern zu einer Elektrolysezelle transportiert werden, wo zwischen zwei durch eine Membran getrennten und mit Katalysator bedeckten Elektroden die Wasserspaltung erfolgt.
- › In einer photo-elektrochemischen Zelle ist mindesten eine von diesen Elektroden halbleitend und lichtabsorbierend. Die erzeugten Ladungen werden dann direkt von den Katalysatorschichten zur Wasserspaltung benutzt.
- › In einer photokatalytischen Zelle gibt es keine Elektroden. Die Sonnenstrahlung wird direkt von einem Wasserspaltungskatalysator absorbiert, der in Form von suspendierten Partikeln vorliegt.
- › In photobiologischen Systemen werden zur Lichtabsorption und/oder Wasserspaltung Enzyme oder Mikroorganismen benutzt.

### Voraussetzungen

- › Die Technologie muss weiterentwickelt und skalierbar werden, insbesondere müssen die Lebensdauern und die Zellgrößen erhöht werden.

### Vorteile

- › Durch die Integration von Lichtabsorption und Wasserspaltung in derselben Zelle versprechen Photoprozesse in Zukunft niedrige Kosten und hohe Solar-zu-Wasserstoff-Wirkungsgrade. Der aktuelle Rekord einer photo-elektrochemischen Zelle liegt im Labor bei 19 Prozent.
- › In photo-induzierten Wasserspaltungszellen ist die Stromdichte um zwei Größenordnungen geringer als in Elektrolysezellen. Dies verringert die Anforderungen an eine sehr hohe katalytische Aktivität erheblich und könnte sogar die Verwendung kostengünstiger, reichlich vorhandener Katalysatormaterialien ermöglichen. Allerdings stellt aktuell die Entwicklung solcher Katalysatoren eine Herausforderung dar.<sup>[53]</sup>

### Nachteile

- › Der Technologiereifegrad ist noch zu niedrig, um diese Technologien im industriellen Maßstab einzusetzen.
- › Die meisten Verfahren werden bislang mit kleinflächigen Absorbieren (weniger als ein Quadratzentimeter) im Labor betrieben. Der Wirkungsgrad nimmt mit zunehmender Fläche drastisch ab.<sup>[51]</sup>
- › Die Lebensdauer ist noch sehr niedrig, unter anderem wegen der hoch korrosiven Bedingungen in Gegenwart von Wasser, Sauerstoff und Licht.
- › Teilweise werden noch Edelmetallkatalysatoren benötigt.

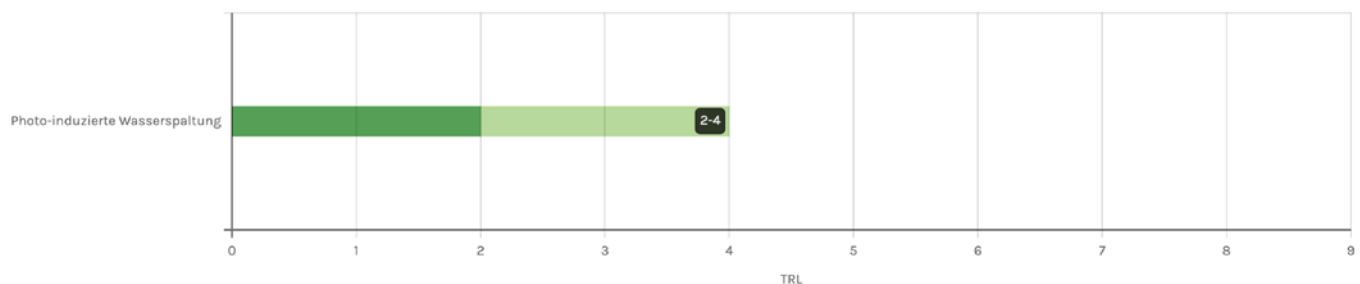
## Ökonomische Aspekte

Die H<sub>2</sub>-Kosten für Wasserstoff aus künstlicher Photosynthese sind aktuell mit 5.501 bis 10.453 Euro pro Kilogramm H<sub>2</sub> extrem hoch.<sup>[52]</sup> Grund hierfür sind die Nutzung von (teuren) Elektrodenmaterialien auf Basis von Edelmetallen und die noch sehr kurzen Lebensdauern von einigen dutzenden Stunden. Für 2050 wurden die Kosten aufgrund von Entwicklungen in beiden Bereichen auf 2,63 bis 26,15 Euro pro Kilogramm H<sub>2</sub> geschätzt.<sup>[52]</sup>

## Technologiereifegrad

### Technologiereifegrad

Der Technologiereifegrad der photo-induzierten Wasserspaltung liegt zwischen 2 und 4.<sup>[48][51]</sup>



### AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

#### Photo-Elektrochemie

- > NanoPEC: Effiziente, stabile und anwendungsreife Reaktoren für die fotoelektrochemische Wasserspaltung auf Basis von nanostrukturierten Absorbern

<https://www.imws.fraunhofer.de/de/presse/pressemitteilungen/reaktor-klimaneutrale-wasserstoffproduktion-elektrolyse.html>

- > PECDEMO: Photoelectrochemical Demonstrator Device

<https://cordis.europa.eu/project/id/621252>

- > PECSYS: Technology demonstration of large-scale photo-electrochemical system for solar hydrogen production

<https://cordis.europa.eu/project/id/735218>

- > DEPECOR

<https://CO2-utilization.net/de/projekte/elektro-und-photokatalyse/depecor>

#### Photobiologie

- > CYFUN: Photosynthetische Produktion von Wasserstoff:

In-vivo, in-vitro und in einem immobilisierten in-vivo Prozess

<https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&q=%2201243808/1%22>

- > HydroMicPro: Wasserstoff aus Mikroalgen: mit Zell- und Reaktordesign zur wirtschaftlichen Produktion

<https://doi.org/10.2314/GBV:795385633>

## Literatur

- [1] **Thyssenkrupp (2021):** Eines der größten grünen Wasserstoffprojekte der Welt. <https://www.thyssenkrupp.com/de/newsroom/pressemeldungen/presdetailseite/eines-der-grossten-grunen-wasserstoffprojekte-der-welt--thyssenkrupp-unterzeichnet-vertrag-uber-2gw-elektrolyse-anlage-fur-air-products-in-neom-124583>
- [2] **Thyssenkrupp Nucera (2022):** Large-scale water electrolysis for green hydrogen production. <https://thyssenkrupp-nucera.com/wp-content/uploads/2022/11/thyssenkrupp-nucera-green-hydrogen-solutions-brochure.pdf>
- [3] **Wasserstoff-Kompass: Expert\*innen-Interviews**
- [4] **Siemens Energy (o. D.):** Silyzer 300. <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:a193b68f-7ab4-4536-abe2-c23e01d0b526/datasheet-silyzer300.pdf>
- [5] **Enapter:** The AEM multicore, zuletzt aufgerufen am: 23.05.2023. <https://www.enapter.com/aem-multicore>
- [6] **Haldor Topsoe (2021):** SOEC high-temperature electrolysis. <https://www.topsoe.com/hubfs/DOWNLOADS/DOWNLOADS%20-%20Brochures/SOEC%20high-temperature%20electrolysis%20factsheet.pdf?hsCtaTracking=dc9b7bfd-4709-4e7e-acb5-39e76e956078%7C20d976e0-d884-4c00-9fcf-3af3d0850476>
- [7] **Prognos AG im Auftrag des BMWi (2020):** Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transaktionspfade-fuer-strombasierte-energietraeger.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transaktionspfade-fuer-strombasierte-energietraeger.pdf?__blob=publicationFile)
- [8] **Smolinka et al. (2018):** IndWEde – Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. <https://www.ipa.fraunhofer.de/content/dam/ipa/de/documents/Publikationen/Studien/Studie-IndWEde.pdf>
- [9] **Statista (2023):** Produktion von Wasserstoff nach Prozess in Deutschland im Jahr 2020; zuletzt aufgerufen am 30.10.2023. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1194793/umfrage/produktion-von-wasserstoff-nach-prozess/>
- [10] **EA (2022):** Hydrogen projects database. <https://www.iea.org/product/download/012159-000300-012147>
- [11] **FfE (2019):** Elektrolyse – Die Schlüsseltechnologie für Power-to-X Technologien. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/elektrolyse-die-schlueseltechnologie-fuer-power-to-x/>
- [12] **Enapter (2023):** AEM Wasserelektrolyse. <https://www.enapter.com/de/newsroom/aem-water-electrolysis-how-it-works>
- [13] **DERA (2022):** Mineralische Rohstoffe für die Wasserelektrolyse. [https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DERA/DE/Downloads/DERA%20Themenheft-01-22.pdf;jsessionid=255CEAC3F969937C026E32D91C6B0CFB.internet972?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DERA/DE/Downloads/DERA%20Themenheft-01-22.pdf;jsessionid=255CEAC3F969937C026E32D91C6B0CFB.internet972?__blob=publicationFile&v=3)
- [14] **IEA (2021):** Global Hydrogen Review 2021. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>
- [15] **DWV (2023):** Geplantes Verbot von PFAS. <https://dvw-info.de/wp-content/uploads/2023/04/20230418-Positionspapier-PFAS-Verbot-DWV.pdf>
- [16] **FNE H2 (2022):** Langfassung der Expertenempfehlung Forschungsnetzwerk Wasserstoff. [https://www.forschungsnetzwerke-energie.de/lw\\_resource/datapool/systemfiles/agent/fnepublications/CB89EC28FD6325E2E0537E695E860C38/live/document/Expertenempfehlung\\_Forschungsnetzwerk\\_Wasserstoff.pdf](https://www.forschungsnetzwerke-energie.de/lw_resource/datapool/systemfiles/agent/fnepublications/CB89EC28FD6325E2E0537E695E860C38/live/document/Expertenempfehlung_Forschungsnetzwerk_Wasserstoff.pdf)

- [17] Mörs, Friedemann und Heneka, Maximilian (2022): CO<sub>2</sub>-Footprint von Wasserstoff – von blau über türkis bis grün, zuletzt aufgerufen am: 23.05.2023. <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/events/h2-lunch-learn-03052022-erzeugungsverfahren-fmoers.pdf>
- [18] BMBF (2022): Wissenswertes zu grünem Wasserstoff, zuletzt aufgerufen am: 23.05.2023. <https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/kurzmeldungen/de/wissenswertes-zu-gruenem-wasserstoff.html>
- [19] IEA (2022): Global hydrogen review 2022. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>
- [20] Sunfire (o. D.): SOEC. <https://www.sunfire.de/files/sunfire/images/content/Sunfire.de%20%28neu%29/Sunfire-Factsheet-HyLink-SOEC-20210303.pdf>
- [21] FH Münster: Wie wird (grüner) Wasserstoff durch Elektrolyse erzeugt?, zuletzt aufgerufen am: 05.07.2023. [https://www.fh-muenster.de/egu/fue/fue\\_gebiete/sektorenkopplung/hymat/FRAGEDESMONATSDEZ.php](https://www.fh-muenster.de/egu/fue/fue_gebiete/sektorenkopplung/hymat/FRAGEDESMONATSDEZ.php)
- [22] Wasserstoff-Kompass (2022): Auf dem Weg in die deutsche Wasserstoffwirtschaft: Resultate der Stakeholder\*innen-Befragung. acatech und DECHEMA, Berlin. [https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user\\_upload/img/news-und-media/dokumente/wasserstoffwirtschaft-2030-2050/Umfragebericht\\_Langversion.pdf](https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/wasserstoffwirtschaft-2030-2050/Umfragebericht_Langversion.pdf)
- [23] Osselin et. al (2022): Orange hydrogen is the new green. Nature Geoscience, 15, 765–769. <https://www.nature.com/articles/s41561-022-01043-9> DOI: 10.1038/s41561-022-01043-9
- [24] Schneider et al. (2020): Verfahrensübersicht zur Erzeugung von Wasserstoff durch Erdgas-Pyrolyse. <https://doi.org/10.1002/cben.202000014>
- [25] Muradov, N.Z. und Veziroğlu, T.N. (2005): From hydrocarbon to hydrogen-carbon to hydrogen economy, International Journal of Hydrogen Energy, 30, 3, 225-237. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2004.03.033>
- [26] Steinberg, M. (1999): Fossil fuel decarbonization technology for mitigating global warming, International Journal of Hydrogen Energy, 24, 8, 771-777. DOI: 10.1016/S0360-3199(98)00128-1. [https://doi.org/10.1016/S0360-3199\(98\)00128-1](https://doi.org/10.1016/S0360-3199(98)00128-1)
- [27] Albright, L.F., Crynes, B.L. und Corcoran, W.H. (1983): Pyrolysis, theory and industrial practice. DOI: 10.1002/anie.198407432.
- [28] Guéret, C., Daroux, M. und Billaud, F. (1997): Methane pyrolysis: thermodynamics, Chemical Engineering Science, 52, 5 815-827. DOI: 10.1016/S0009-2509(96)00444-7. [https://doi.org/10.1016/S0009-2509\(96\)00444-7](https://doi.org/10.1016/S0009-2509(96)00444-7)
- [29] Fau et al. (2013): Methane pyrolysis: Literature survey and comparisons of available data for use in numerical simulations, Journal of Analytical and Applied Pyrolysis, 104, 1-9. DOI: 10.1016/j.jaap.2013.04.006. <https://doi.org/10.1016/j.jaap.2013.04.006>
- [30] Machhammer, O.; Bode, A. und Hormuth, W. (2016): Financial and Ecological Evaluation of Hydrogen Production Processes on Large Scale, Chemical Engineering & Technology, 39, 6, 1185-1193. DOI: 10.1002/ceat.201600023. <https://doi.org/10.1002/ceat.201600023>
- [31] Hazer: Hazer Commercial Demonstration Plant, zuletzt aufgerufen am: 05.05.2023 <https://research.csiro.au/hyresource/hazer-commercial-demonstration-plant/>
- [32] CHEManager: Monolith Plans Carbon-free Ammonia Plant, zuletzt aufgerufen am: 05.05.2023. <https://www.chemanager-online.com/en/news/monolith-plans-carbon-free-ammonia-plant>

- [33] **DECHEMA und FutureCamp (2019):** Roadmap Chemie 2050.  
<https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/2019-10-09-studie-roadmap-chemie-2050-treibhausgasneutralitaet.pdf>
- [34] **IEA (2023):** Global Hydrogen Review 2023.  
<https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>
- [35] **Mehmeti et al. (2018):** Life Cycle Assessment and Water Footprint of Hydrogen Production Methods: From Conventional to Emerging Technologies, *Environments*, 5, 2, 24. DOI: 10.3390/environments5020024.  
<https://doi.org/10.3390/environments5020024>
- [36] **UBA:** CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kilowattstunde Strom stiegen in 2022, zuletzt aufgerufen am: 08.08.2023. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/CO2-emissionen-pro-kilowattstunde-strom-stiegen-in>
- [37] **Konstantin, Panos (2017):** Praxisbuch Energiewirtschaft, 4. Auflage.  
DOI: 10.1007/978-3-662-49823-1. <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-662-49823-1>
- [38] **European Commission, Directorate-General for Energy (2023):** METIS 3, study S5: the impact of industry transition on a CO<sub>2</sub>-neutral European energy system, Publications Office of the European Union.  
<https://data.europa.eu/doi/10.2833/094502>
- [39] **Sprenger, T. (2022):** CO<sub>2</sub>-Infrastrukturen sind wichtig für ein klimaneutrales Deutschland. EWI Policy Brief. [https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/07/Policy\\_Brief\\_CO2-Infrastrukturen.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/07/Policy_Brief_CO2-Infrastrukturen.pdf)
- [40] **acatech (2018):** CCU und CCS – Bausteine für den Klimaschutz in der Industrie (acatech POSITION), München: Herbert Utz Verlag. [https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/09/acatech\\_POSITION\\_CCU\\_CCS\\_WEB-002\\_final.pdf](https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/09/acatech_POSITION_CCU_CCS_WEB-002_final.pdf)
- [41] **SPD-Fraktion im Bundestag (2023):** Negativemissionstechnologien (CCU/S) – zum Umgang mit unvermeidbaren Restemissionen. Positionen.  
<https://www.spdfraktion.de/system/files/documents/position-wasserstoffinfrastruktur.pdf>
- [42] **Cortazar et al. (2022):** Analysis of hydrogen production potential from waste plastics by pyrolysis and in line oxidative steam reforming, *Fuel Process. Technol.*, 225, 107044. DOI: 10.1016/j.fuproc.2021.107044. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2021.107044>
- [43] **Shah et al. (2023):** A review on gasification and pyrolysis of waste plastics, *Front. Chem.*, 10. DOI: 10.3389/fchem.2022.960894. <https://doi.org/10.3389/fchem.2022.960894>
- [44] **Umweltbundesamt:** Trendtabelle Treibhausgas nach Sektoren, zuletzt aufgerufen am: 08.08.2023. [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2022\\_03\\_15\\_trendtabellen\\_thg\\_nach\\_sektoren\\_v1.0.xlsx](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2022_03_15_trendtabellen_thg_nach_sektoren_v1.0.xlsx)
- [45] **Haffner Energy:** Hynoca Verfahren, zuletzt aufgerufen am: 08.08.2023.  
<https://www.haffner-energy.com/renewable-hydrogen-with-hynoca/?lang=en>
- [46] **Qairos Énergies:** Homepage, zuletzt aufgerufen am: 08.08.2023.  
<https://qairos-energies.com/>
- [47] **Plagazi:** Homepage, zuletzt aufgerufen am: 28.08.2023.  
<https://en.plagazi.com/technology>
- [48] **DLR (2020):** Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende – Teil 1: Technologien und Perspektiven für eine nachhaltige und ökonomische Wasserstoffversorgung. <https://elib.dlr.de/137796/>
- [49] **SolarPACES:** At Synhelion, Solar Jet Fuels Get Ready for Take-off, zuletzt aufgerufen am: 10.08.2023. <https://www.solarpaces.org/at-synhelion-solar-jet-fuels-get-ready-for-take-off/>



- [50] **Synhelion:** About DAWN, zuletzt aufgerufen am: 10.08.2023.  
<https://synhelion.com/technology/solar-fuel-plants>
- [51] **Kim et al. (2019):** Toward practical solar hydrogen production – an artificial photosynthetic leaf-to-farm challenge, Chem. Soc. Rev., 7. DOI: 10.1039/C8CS00699G.  
<https://doi.org/10.1039/C8CS00699G>
- [52] **DECHEMA e.V. und Center for Environmental Systems Research, Universität Kassel (2022):** Künstliche Photosynthese – Technologien, Hürden und Potenziale. [https://co2-utilization.net/fileadmin/user\\_upload/Technologiebewertungen/Kuenstliche\\_Photosynthese/Dechema\\_CO2-WIN\\_Publikation\\_2023-06\\_FREIGABE-ES.pdf](https://co2-utilization.net/fileadmin/user_upload/Technologiebewertungen/Kuenstliche_Photosynthese/Dechema_CO2-WIN_Publikation_2023-06_FREIGABE-ES.pdf)
- [53] **Sivula, Kevin und van de Krol, Roel (2016):** Semiconducting materials for photoelectrochemical energy conversion, Nat Rev Mater, 15010 (2016). DOI: 10.1038/natrevmats.2015.10. <https://doi.org/10.1038/natrevmats.2015.10>
- [54] **Deutschlandfunk:** Wasserstoff vom Solarturm, zuletzt aufgerufen am: 10.08.2023.  
<https://www.deutschlandfunk.de/tolle-idee-was-wurde-daraus-wasserstoff-vom-solarturm-100.html>
- [55] **Porshnov, D. (2022):** Evolution of pyrolysis and gasification as waste to energy tools for low carbon economy. Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment, 11:e421. DOI: 10.1002/wene.421.  
<https://wires.onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/wene.421>
- [56] **H<sub>2</sub>Pro:** E-TAC Technology, zuletzt aufgerufen am: 15.09.2023.  
<https://www.h2pro.co/technology>
- [57] **Hysata:** zuletzt aufgerufen am: 15.09.2023. <https://hysata.com/>

## Beteiligte Institutionen



### acatech Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V.

acatech berät Politik und Gesellschaft, unterstützt die innovationspolitische Willensbildung und vertritt die Technikwissenschaften international. Ihren von Bund und Ländern erteilten Beratungsauftrag erfüllt die Akademie unabhängig, wissenschaftsbasiert und gemeinwohlorientiert. acatech verdeutlicht Chancen und Risiken technologischer Entwicklungen und setzt sich dafür ein, dass aus Ideen Innovationen und aus Innovationen Wohlstand, Wohlfahrt und Lebensqualität erwachsen. acatech bringt Wissenschaft und Wirtschaft zusammen. Die Mitglieder der Akademie sind herausragende Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler aus den Ingenieur- und den Naturwissenschaften, der Medizin sowie aus den Geistes- und Sozialwissenschaften. Die Senatorinnen und Senatoren sind Persönlichkeiten aus technologieorientierten Unternehmen und Vereinigungen sowie den großen Wissenschaftsorganisationen. Neben dem acatech FORUM in München als Hauptsitz unterhält acatech Büros in Berlin und Brüssel.

[www.acatech.de](http://www.acatech.de)



### DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

Die DECHEMA ist das kompetente Netzwerk für chemische Technik und Biotechnologie in Deutschland. Sie vertritt als gemeinnützige Fachgesellschaft diese Gebiete in Wissenschaft, Wirtschaft, Politik und Gesellschaft. Die DECHEMA fördert den technisch-wissenschaftlichen Austausch von Fachleuten unterschiedlicher Disziplinen, Organisationen und Generationen und bündelt das Know-how von über 5.500 Einzel- und Fördermitgliedern. Sie engagiert sich in (inter-)nationalen technischen Expertengremien und ist in öffentlich geförderten F&E-Projekten sowie der Auftragsforschung aktiv. Dabei koordiniert sie große Forschungsverbände und ist in verschiedenen Fördermaßnahmen für die Begleitforschung verantwortlich.

[www.dechema.de](http://www.dechema.de)

## Autor\*innen

- > **Dr. Jens Artz**  
Teamleiter DECHEMA
- > **Dr. Benjamin Baur**  
Referent Stakeholder-Dialog acatech
- > **Marie Biegel**  
Studentische Hilfskraft acatech
- > **Dr. Dominik Blaumeiser**  
Wissenschaftlicher Referent DECHEMA
- > **Jasper Eitze**  
Teamleiter acatech
- > **Dr. Alexandra Göbel**  
Wissenschaftliche Referentin DECHEMA
- > **Tamara Hanstein**  
Wissenschaftliche Referentin DECHEMA
- > **Dr. Christopher Hecht**  
Wissenschaftlicher Referent ISEA RWTH Aachen University / acatech
- > **Thomas Hild**  
Wissenschaftlicher Referent DECHEMA
- > **Florian Hölting**  
Wissenschaftlicher Referent ISEA RWTH Aachen University / acatech
- > **David Knichel**  
Wissenschaftlicher Referent acatech
- > **Valerie Kwan**  
Referentin Stakeholder-Dialog acatech
- > **Jördis Lemke**  
Teamassistentin acatech
- > **Dr. Michaela Löffler**  
Wissenschaftliche Referentin DECHEMA
- > **Dr. Andrea Lübcke**  
Teamleiterin acatech
- > **Alena Müller**  
Referentin Stakeholder-Dialog acatech
- > **Lars Ole Reimer**  
Redakteur Multimedia acatech
- > **Dr. Damien Rolland**  
Wissenschaftlicher Referent DECHEMA
- > **Anna Runkel**  
Studentische Hilfskraft acatech
- > **Emre Yildirim**  
Studentische Hilfskraft acatech

### Ansprechpartner\*innen acatech

- > **Jasper Eitze**  
[eitze@acatech.de](mailto:eitze@acatech.de)
- > **Dr. Andrea Lübcke**  
[luebcke@acatech.de](mailto:luebcke@acatech.de)

### Ansprechpartner\*innen DECHEMA

- > **Dr. Jens Artz**  
[jens.artz@dechema.de](mailto:jens.artz@dechema.de)
- > **Dr. Michaela Löffler**  
[michaela.loeffler@dechema.de](mailto:michaela.loeffler@dechema.de)



# WASSERSTOFF KOMPASS

## IMPRESSUM

Wasserstoff-Kompass  
- Handlungsoptionen für die Wasserstoffwirtschaft

### Herausgebende

**acatech – Deutsche Akademie  
der Technikwissenschaften e.V.**

Geschäftsstelle  
Karolinenplatz 4  
80333 München  
T +49 (0) 89 / 52 03 09-0  
F +49 (0) 89 / 52 03 09-900  
info@acatech.de  
www.acatech.de

**DECHEMA Gesellschaft für  
Chemische Technik und Biotechnologie e.V.**

Theodor-Heuss-Allee 25  
60486 Frankfurt am Main  
T +49 (0) 69 / 75 64-0  
info@dechema.de  
www.dechema.de

### Geschäftsführendes Gremium des Präsidiums / acatech

Prof. Dr. Ann-Kristin Achleitner, Prof. Dr. Ursula Gather,  
Dr. Stefan Oschmann, Manfred Rauhmeier,  
Prof. Dr. Christoph M. Schmidt, Prof. Dr.-Ing. Thomas Weber,  
Prof. Dr.-Ing. Johann-Dietrich Wörner  
Vorstand i.S.v. § 26 BGB:  
Prof. Dr.-Ing. Johann-Dietrich Wörner,  
Prof. Dr.-Ing. Thomas Weber, Manfred Rauhmeier

### Verantwortlicher im Sinne des Presserechts

Dr. Jens Artz, DECHEMA

### Redaktion

Jasper Eitze, Dr. Andrea Lübcke / acatech  
Dr. Jens Artz, Dr. Michaela Löffler / DECHEMA

### Gestaltung und Satz

Lindner & Steffen GmbH, www.lindner-steffen.de

### Bildnachweis

AdobeStock: AA+W

Die Projektpartner danken dem Bundesministerium  
für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) sowie dem  
Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF)  
für die finanzielle Unterstützung des Vorhabens  
(FKZ 03EWT002).

Betreut wurde das Projekt durch den Projektträger Jülich.

Erschienen im März 2024 in Frankfurt am Main

1. Auflage

ISBN 978-3-89746-245-8

[www.wasserstoff-kompass.de](http://www.wasserstoff-kompass.de)

### Empfohlene Zitierweise

acatech, DECHEMA (Hrsg.): Wasserstoff-Kompass  
- Handlungsoptionen für die Wasserstoffwirtschaft,  
Frankfurt am Main 2023, ISBN: 978-3-89746-245-8  
<https://www.wasserstoff-kompass.de/handlungsfelder#>



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages