

Systemische Herausforderungen für die Wasserstoffherzeugung



Fraunhofer IWES
Nora Denecke
nora.denecke@iwes.fraunhofer.de

DLR
Dr. Dmitrij Laaber
dmitrij.laaber@dlr.de

FZ Jülich
Dr. Christina Wulf
c.wulf@fz-juelich.de

ZSW
Dr. Marc-Simon Löffler
marc-simon.loeffler@zsw-bw.de

Für Wasserstofftechnologien sind tiefgehende und spezialisierte Untersuchungen und Testkampagnen unerlässlich, da sie einen wichtigen Beitrag zur nachhaltigen, klimafreundlichen und zuverlässigen Energieversorgung der Menschheit beitragen können und nach den weltweiten politischen Plänen auch werden.

Die größten Treibhausgasemittenten in Deutschland sind die Sektoren Energie, Transport, Industrie, Gebäude und Landwirtschaft, wobei in Deutschland der größte Anteil mit 34 % im Energiesektor liegt [1]. Hier kann die Emission von Treibhausgasen durch den Einsatz von grün erzeugtem Wasserstoff oder Wasserstoffderivaten verringert werden.

Um dieses globale Ziel zu erreichen, müssen viele Fragestellungen rund um Wasserstoff und Wasserstoffherzeugung beantwortet werden, wobei dieser Beitrag auf die Bereiche Industrialisierung, technische Marktreife, (Dauer-)Test von Elektrolysesystemen und Stacks, Prüfstandkapazitäten, Standardisierung und Zertifizierung sowie Auslegung und technische Optimierung von Gesamtanlagen fokussiert.

Ausbau von Elektrolysekapazität

Der Ausbau von Elektrolysekapazität für Power-to-X und Sektorenkopplung ist in Deutschland in den letzten Jahren stark vorangeschritten. In Europa nimmt Deutschland damit die führende Position ein [1]. Für die nächsten Jahre zeichnet sich eine weitere deutliche Beschleunigung des Ausbaus ab. Dabei werden in Europa die größten Kapazitäten in Frankreich und Deutschland erreicht. Während in Frankreich auf wenige besonders große Projekte gesetzt wird, verteilt sich in Deutschland die installierte Kapazität auf

deutlich mehr Projekte [2]. Dieser Trend setzt sich auch in IPCEI-Projekten (Important Projects of Common European Interest) fort. Insgesamt wurden auf EU-Ebene 400 Projekte aus 18 Staaten registriert. Allein in Deutschland wurden 62 Großvorhaben vorausgewählt [3].

In ► **Abbildung 1** wird deutlich, dass der Ausbau der Elektrolysekapazität in Europa ab 2012 deutlich zunahm. Damals wurden hauptsächlich alkalische Elektrolyseure installiert. Seit 2015 werden vermehrt PEM-Elektrolyseure (Polymerelektrolyt-Membran-Elektrolyseure) eingesetzt. In den kommenden drei Jahren wird die installierte Elektrolysekapazität deutlich ansteigen, wobei zunehmend PEM-Elektrolyseure installiert werden. Jedoch ist die gesamte Branche sehr stark in Bewegung. So gibt es für diverse Projekte der nächsten Jahre noch keine definitiven Finanzierungszusagen und in vielen Projekten wurde noch nicht festgelegt, welche Elektrolysetechnologie eingesetzt werden soll.

Die schnellere Dynamik der PEM-Elektrolyse gegenüber der alkalischen Elektrolyse zeigt sich auch in den Entwicklungszyklen der Technologien (► **Tabelle 1**).

Von den ersten Demonstratoren zu Multi-MW-Anlagen hat es bei der alkalischen Elektrolyse zehn Jahre gedauert, während die PEM-Elektrolyse nur sieben Jahre benötigte. Der nächste Schritt von Multi-MW-Anlagen zu Anlagen von 10MW und größer verlief für beide Technologien schneller. Aber auch hier benötigte die PEM-Technologie drei Jahre weniger. Als weitere Technikalternative ist seit 2013 die SOEC (*solid oxid electrolyzer cell*) Technologie, auch Hochtemperaturelektrolyse genannt, hinzugekommen. Es ist zwar bisher deutlich weniger SOEC-Elektrolysekapazität installiert worden als von den anderen bei-

Tabelle 1
Entwicklungszyklen unterschiedlicher Wasserelektrolysetechnologien (weltweit)
(Quelle: FZ Jülich)

Technologie	Max. installierte Leistung (Stand 2021)	Demonstrator zu Multi-MW Anlage	Multi-MW zu ≥10 MW Anlage
Alkalische Elektrolyse	10 MW	10 Jahre	8 Jahre
PEM Elektrolyse	20 MW	7 Jahre	5 Jahre
SOEC Elektrolyse	720 kW	9 Jahre	1 Jahr
AEM Elektrolyse	19,2 kW		
SPE Elektrolyse	15 kW		

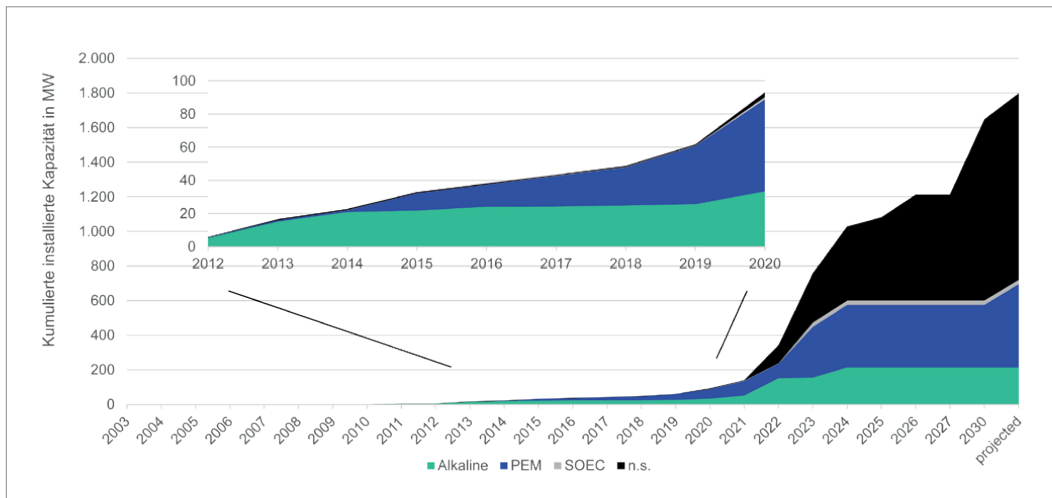


Abbildung 1
Elektrolysekapazität:
zeitliche Entwicklung
des Ausbaus nach
Technologien
(Quelle: FZ Jülich)

den Technologien (► **Abbildung 1**), aber die Entwickler der SOEC hoffen den Sprung zu Anlagen größer 10 MW innerhalb eines Jahres vollziehen zu können (2022 auf 2023).

Darüber hinaus werden weitere Elektrolysetechnologien entwickelt, die die Vorteile der alkalischen und PEM-Elektrolyse vereinen soll. Während die alkalische SPE (Solid Polymer Electrolyte) Elektrolyse Mitte der 2010er Jahre nie über das Demonstrationsstadium hinausgekommen ist, wird derzeit vermehrt die AEM (Anion Exchange Membrane) Elektrolyse im niedrigen zweistelligen kW Bereich eingesetzt.

Solarchemische Wasserstoffherzeugung

Das Institut für Future Fuels des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) arbeitet an einer alternativen Technologie, die auf eine direkte Nutzung der Sonnenenergie zur Wasserstoffherstellung setzt, also ohne Elektrolyse auskommt. Hier wird die einfallende Sonnenstrahlung mit Hilfe von Spiegeln auf einem Punkt bzw. einer Fläche bestimmter Größe konzentriert. Die Strahlung wird an einem Receiver absorbiert und die so erzeugte Wärme für den Spal-

tungsprozess des Wassers in Wasserstoff und Sauerstoff direkt verwendet. Nach dem gleichen Prinzip funktionieren auch CSP-Kraftwerke (Concentrated Solar Power), in denen das aufkonzentrierte Sonnenlicht als Wärmequelle für einen konventionellen Dampfprozess mit angeschlossenen Generator bereits vielfach genutzt wird [4].

Der Spaltungsprozess des Wassers erfolgt in zwei Stufen, also als Batch-Prozess:

Im ersten Schritt wird ein Metalloxid auf ca. 1400°C erhitzt. Dabei wird das Oxid reduziert, d.h. durch die Wärme lösen sich einzelne Sauerstoffatome aus dem Gefüge, und es entstehen Leerstellen.

Im zweiten Schritt wird auf einem Temperaturniveau von ca. 800°C dem reduzierten Oxid Wasserdampf zugeführt.

Die Fehlstellen im Oxid bewirken dann eine Spaltung des Wassers in Wasserstoff und Sauerstoff, indem die Lücken des Oxids wieder mit Sauerstoffatomen aufgefüllt werden. Das Oxid wird somit wieder oxidiert. Sobald das reduzierte Oxid keinen Sauerstoff mehr aufnehmen kann, wird der erste Schritt gestartet [5].

Dieses Prinzip ist in ► **Abbildung 2** dargestellt.

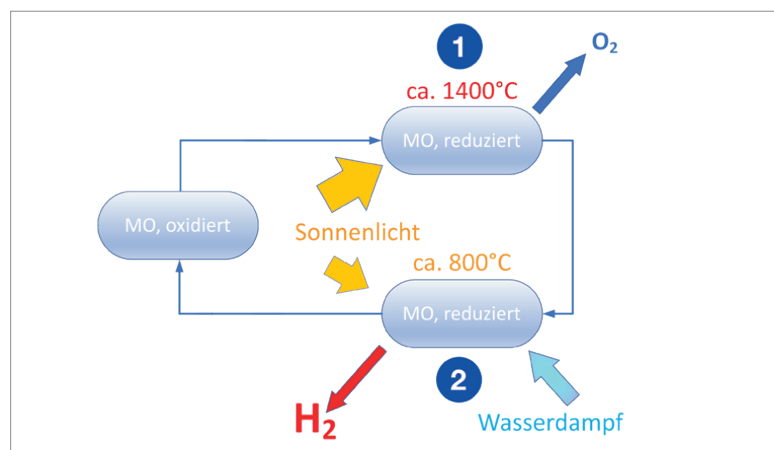


Abbildung 2
Solarchemische Wasserstoffherzeugung mit konzentriertem Sonnenlicht
(MO = Metalloxid)
(Quelle: DLR)

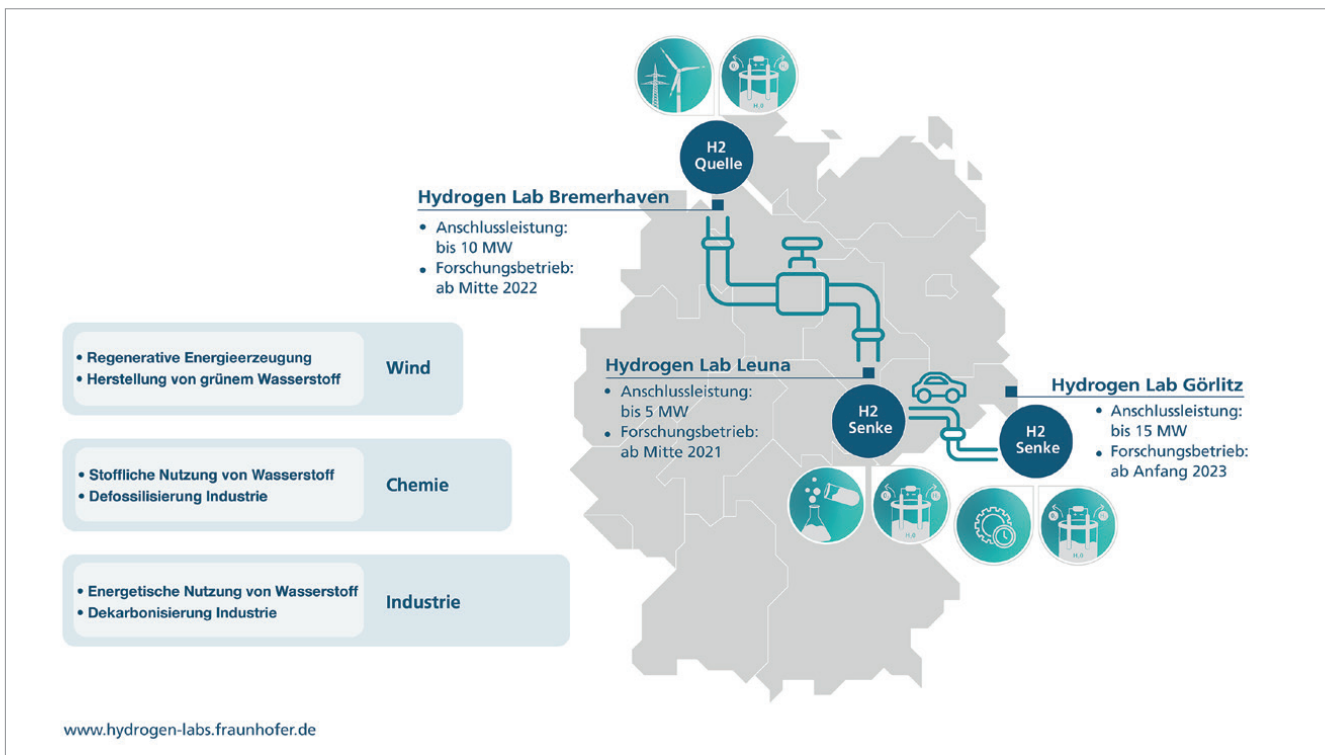


Abbildung 3
Vernetzte Wasserstoffplattformen Fraunhofer Nord-Ost-Konzept
 (Quelle: Fraunhofer IWES)

Im direkten Vergleich zur Elektrolyse hat dieses Verfahren folgende Vorteile:

- Erstens wird ein direkter Weg für die Wasserspaltung genommen, was einige technologische Vereinfachungen mit sich bringt, da die Anlagen vom Prinzip her einfacher aufgebaut sind und weniger Komponenten benötigen. Ferner findet nur eine solarchemische Umwandlung der Sonnenenergie statt. Bei einem aus einer PV-Anlage gespeisten Elektrolyseur sind es indes zwei Umwandlungen.
- Zweitens kann, wie in CSP-Anlagen üblich, ein Wärmespeicher verwendet werden. Während der Sonnenscheindauer wird dann ein Teil der Wärme in den Speicher geleitet und somit ein 24 h-Betrieb ermöglicht. Wärme lässt sich sehr gut speichern, und solche Feststoff- oder Schüttgutspeicher sind technologisch deutlich einfacher als eine Batterie zur Speicherung von Strom [6].

Aktuell befindet sich diese Entwicklung allerdings noch im Anfangsstadium. Forschungsarbeiten finden sowohl auf der werkstoffchemischen Seite (Steigerung der Effektivität der Metalloxide bzw. deren Haltbarkeit) als auch auf der Prozessseite statt. Hier wird aktuell insbesondere an einer Automatisierung des Prozesses vor allem in Bezug auf schwankende Bedingungen, wie beispielsweise eine sich stetig ändernde Bewölkung oder auch die Sonnenstandänderung geforscht.

Das Institut für Future Fuels des DLR hat im Laufe der letzten Jahre eine umfangreiche Testinfrastruktur für dieses Forschungsfeld aufgebaut. Es können dabei sowohl Anlagen unter Laborbedingungen im kleinen Maßstab (Hochleistungsstrahler in Köln) als auch im großen Maßstab bis 300 kW thermischer Leistung (Sonnensimulator Synlight) erprobt werden. Für Tests unter Realbedingungen stehen der Sonnenofen in Köln bzw. der Solarturm in Jülich (STJ) bzw. der Multifokusturm (MFT) ebenfalls am Standort Jülich zur Verfügung. Die beiden letzten Anlagen werden vom Partnerinstitut, dem Institut für Solarforschung des DLR, betrieben [7].

Netzstabilisierung

Der Elektrolyseur wird in der „Wasserstoffrepublik Deutschland“ nicht mehr als reiner Verbraucher fungieren, sondern auch seine Fähigkeiten im Bereich Netzstabilisierung werden gefragt sein.

Um die zukunftsträchtige Kopplung von Windstromerzeugung und Wasserstoffproduktion speziell auf Systemebene zu fördern, nutzt das IWES sein Know-How für Windenergiesysteme (von der Windprognose bis zur elektrischen Netzanbindung) sowie seine Erfahrung im Bereich des Aufbaus und nachhaltigen Betriebs von großen Testinfrastrukturen.

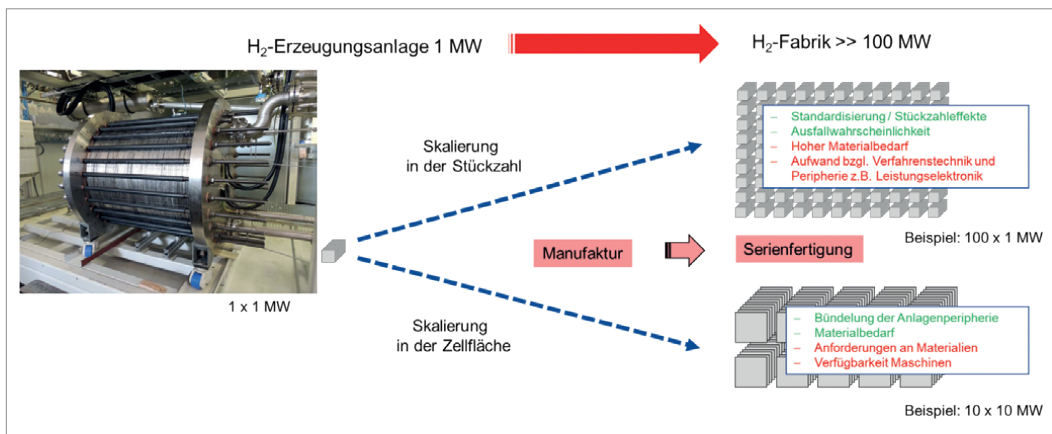


Abbildung 4

Skalierungspfade für die Elektrolyse-technologien:
 von der H₂-Erzeugungsanlage zur H₂-Fabrik
 (Quelle: ZSW)

Übergeordnetes Ziel ist es, technische Entwicklungs- und Betriebsrisiken durch spezielle, standardisierte Test- und Validierungsmethoden für spezifische Anwendungen und unterschiedliche Umwelt- und Betriebsbedingungen zu minimieren und so einen schnellen Markthochlauf technisch ausgereifter Systeme zu unterstützen und die Produktionskosten von grünem Wasserstoff zu minimieren.

Ein Forschungsschwerpunkt adressiert alle Themenfelder rund um die Offshore-Wasserstoffproduktion sowie die Kopplung von Offshore-Windparks mit großen Elektrolyseuren in Küstennähe. Problemstellungen, die hier technologieoffen betrachtet werden, sind z. B. der hochdynamische Off-Grid-Betrieb der Elektrolyseure innerhalb der Windparks oder an einzelnen Windenergieanlagen und die Möglichkeiten für netzstützende bzw. -dienliche Eigenschaften (u. a. optimierte Impedanzverläufe) und Regelungen (grid-forming, virtuelle Synchronmaschine) für zukünftige Elektrolyseure im transienten und Oberschwingungsbereich.

Des Weiteren sollen die Schwarzstartfähigkeit der Systeme, die Maximierung von Systemwirkungsgraden inklusive aller lokalen Aufbereitungs- und Speichersysteme (z. B. Meerwasserentsalzung, Verdichter- und Speichermanagement) durch vorteilhafte Systemarchitekturen (z. B. Abwärmenutzung der Windturbinen und Elektrolyseure für die Meerwasseraufbereitung, direkte DC-Kopplung von Windenergieanlagen und Elektrolyseuren) sowie optimierte Betriebsführung und mesoskalige Echtzeit-Windprognosemethoden untersucht werden. Die Maximierung der Systemzuverlässigkeit durch in-situ Messmethoden im Produktionsbetrieb und den Einsatz von digitalen Zwillingen, um u. a. O&M-Methoden (Operations and Maintenance = Betrieb und Wartung) und technische Verfügbarkeiten für das Gesamtsystem Windpark-Wasserstoffherzeugung zu optimieren, sind ein weiterer Forschungsschwerpunkt.

Fraunhofer Hydrogen Labs

Im Hydrogen Lab Bremerhaven wird im Rahmen eines vom EFRE (europäischen Fonds für regionale Entwicklung) geförderten Projekts auf einem stillgelegten Regionalflugplatz eine modular erweiterbare Testinfrastruktur errichtet. Neben einer Elektrolyseleistung von 2 MW_{el} (1 MW_{el} alkalisch sowie 1 MW_{el} PEM), sowie einer Brennstoffzelle und einem H₂-BHKW (Wasserstoff-Blockheizkraftwerk), besteht hier auch die Möglichkeit auf entsprechend vorbereiteten Teststellplätzen weitere Systeme anzuschließen und zu testen und zu validieren. Die Testmöglichkeiten reichen dabei vom Inselnetzbetrieb über den Zusammenschluss mehrerer Systeme (inklusive nahe gelegener Windenergie) bis zum Anschluss an die bereits am Fraunhofer IWES vorhandenen 8–44 MVA/0,4–66 kV Mittelspannungs- und Niederspannungsnetzemulatoren. Darüber hinaus wird das Testfeld um eine Meerwasseraufbereitung und nachgelagerte Verwertungsmöglichkeiten von Koppelprodukten (z. B. Klärwerk, Aquakultur) ergänzt, um küstennahe und Offshore-Wind-Wasserstoff-Fragestellungen in einem möglichst realitätsnahen Testumfeld zu bearbeiten.

Im Testfeld des Hydrogen Lab Leuna liegt der Fokus auf der lokalen und überregionalen grünen Wasserstoffproduktion, dem Pipelinetransport und der Anwendung in der chemischen Großindustrie sowie der erforderlichen großskaligen Speicherung von grünem Wasserstoff in einem Kavernensystem (HYPOS e. V.), einer von zwei Wasserstoff-Forschungskavernen in Deutschland. Die Versorgung durch einen lokalen Onshore-Windpark (30 MW) schafft auch hier für Testszenarien einer verbrauchernahen grünen Großelektrolyse einen starken Windenergiebezug – dem Kernkompetenzfeld des Fraunhofer IWES.

Das Testfeld des Hydrogen Lab Görlitz im ehemaligen Gasturbinenwerk der Siemens AG soll gemeinsam mit dem Fraunhofer IWU betrieben werden. Es zielt ebenfalls auf große System- und Modulleistungen (10+MW) – hier mit Schwerpunkten auf Skalierung und Digitalisierung der Herstellung – sowie Betrieb von Power-to-H₂-to-Power-Systemen ab. Diese sind im Zusammenhang mit der Kopplung von Windenergie und Wasserstoffproduktion technisch notwendig, um die CAPEX (Investitionskosten) und OPEX (Betriebskosten) sowie die Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit zukünftiger stationärer Großanlagen (z. B. Elektrolyseure auf Offshore Sub-Stationen) konkurrenzfähig gegenüber der nicht grünen Wasserstoffproduktion zu gestalten.

Allgemein erfordert eine optimale Einbettung der grünen Wasserstoffproduktion in ein zukünftig dezentrales, stark vernetztes elektrisches Energieversorgungssystem digitale Lösungen, um die zu erwartende Systemdynamik und den Bedarf an Datenaustausch zur Leistung in Echtzeit zwischen den Einzelsystemen durch eine konsequente Digitalisierung der Wasserstoffsysteme in allen Teilen ihres Lebenszyklus zu realisieren. Dieses Themengebiet verbindet die drei Fraunhofer Hydrogen Labs und wird standortübergreifend am IWES vorangetrieben.

Ein zentraler Forschungsgegenstand ist insbesondere die Frage, wie die Skalierung von den heute bereits im MW-Maßstab verfügbaren Elektrolisetchnologien in den GW-Maßstab gelingen kann. Dabei gibt es grundsätzlich die Möglichkeit entweder in der Stückzahl oder in der Einzelmodulgröße zu skalieren. Beide Skalierungspfade sind mit spezifischen Vor- und Nachteilen verbunden und geeignete Lösungen müssen anwendungsspezifisch erarbeitet werden. Insgesamt ist in jedem Fall zur Erreichung der Ausbau- und auch Kostenziele ein Übergang von der heute noch üblichen Manufakturbauweise hin zu einer automatisierten Serienfertigung der Elektrolyseure erforderlich.

Elektrolyseentwicklung am ZSW

Am ZSW wird seit etwa zehn Jahren sowohl system- als auch blockseitig eine eigene alkalische Druckelektrolisetekologie entwickelt, die Grundlage verschiedener Forschungsprojekte zur Beschleunigung des Technologietransfers und des Markthochlaufes ist. Am ZSW besteht darüber hinaus ein Labortestfeld für die alkalische Elektrolyse mit der Möglichkeit Materialien, Komponenten, Elektrolyseblöcke und Elektrolysesystemtechnik vom kW bis in den MW-Maßstab zu erproben und zu validieren.

Das Reallabor „H₂-Wyhlen“ des BMWK ist eines der nationalen Leitprojekte, die den Markthochlauf unterstützen und einen nationalen Leitmarkt initiieren sollen. Der Referenzstandort für grünen Wasserstoff in Baden-Württemberg wurde bereits seit 2015 aufgebaut und soll nun von 1 MW auf 6 MW Elektrolyseleistung skaliert werden. Der erneuerbare Strom wird aus einem Laufwasserkraftwerk bezogen. Der erzeugte Wasserstoff wird lokal und regional in Industrie- und Mobilitätsanwendungen genutzt, die Abwärmen der Elektrolyseure sollen in ein Nahwärmenetz eingespeist werden. So sind Gesamtnutzungsgrade von ca. 90% darstellbar. Das ZSW erforscht in dem Vorhaben serientaugliche Materialien und Fertigungsmethoden für Elektrolyseblöcke und hat vor Ort im Sinne eines Elektrolyse-Reallabors die Möglichkeit fertigungsoptimierte Elektrolyseblock-Prototypen bis 0,5 MW Einzelblockgröße in Einsatzumgebung zu erproben.

Das Verbundprojekt „Elektrolyse made in Baden-Württemberg“ ist ein Referenzprojekt für den Technologietransfer und der Aktivierung regionaler Unternehmensstrukturen, v. a. der Zulieferindustrie. Ziel ist die Initiierung von Produktentwicklung im Bereich Elektrolyse von Zulieferkomponenten bis hin zur Systemtechnik. Aktuell beteiligten sich über 60 Unternehmen an dem Industriedialog. Am ZSW wird ein Systemdemonstrator „made in Baden-Württemberg“ mit möglichst hohen Wertschöpfungsanteilen aus Baden-Württemberg aufgebaut. Das alkalische Druckelektrolysesystem der Leistungsklasse 1 MW ist produktnah nach einem Baukastensystem konzipiert und Basis für die weitere Industrialisierung und Skalierung in Kooperation mit Unternehmen aus Baden-Württemberg.

Literatur

- [1] <https://www.breakthroughenergy.org/our-challenge/the-grand-challenges>, Abrufdatum: 29.11.2021
- [2] Wulf C, Zapp P, Schreiber A. Review of Power-to-X Demonstration Projects in Europe. *Frontiers in Energy Research*. 2020;8.
- [3] BMWK. IPCEI Wasserstoff: Gemeinsam einen Europäischen Wasserstoffmarkt schaffen <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/ipcei-wasserstoff.html>. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; last access: 25.11.2021.
- [4] Roeb, Martin & Rosenstiel, Andreas & Monnerie, Nathalie & Fend, Thomas & Brendelberger, Stefan & Sattler, Christian. (2020). From Carbon Dioxide and Water to Carbon-Neutral Fuels and Chemicals, AIChE Annual Meeting 2020, Symposium on Solar Power and Chemical Systems
- [5] Lidor, Alon & Fend, Thomas & Roeb, Martin & Sattler, Christian. (2021). High performance solar receiver–reactor for hydrogen generation. *Renewable Energy*. 179. 1217-1232. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.07.089>
- [6] Moser, Massimo & Pecchi, Matteo & Fend, Thomas. (2019). Techno-Economic Assessment of Solar Hydrogen Production by Means of Thermo-Chemical Cycles. *Energies*. 12. 352. <https://doi.org/10.3390/en12030352>
- [7] Offizielle Webseite des Instituts für Future Fuels, <https://www.dlr.de/ff/en/desktopdefault.aspx/tabid-17457/> Abrufdatum: 29.11.2021