

FVEE-Themen



Mit Wasserstoff zur Klimaneutralität – von der Forschung in die Anwendung

Beiträge zur FVEE-Jahrestagung 2021



Veranstalter

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Ernährung
und Landwirtschaft

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Mit Wasserstoff zur Klimaneutralität – von der Forschung in die Anwendung

Jahrestagung 2021

des Forschungsverbunds Erneuerbare Energien

10. und 11. November 2021

Umweltforum Berlin • Pufendorfstr. 11 • 10249 Berlin

Wissenschaftliche Leitung

Prof. Dr. Frithjof Staiß • ZSW

Dr. Sarina Keller • DLR

Programmkomitee

DBFZ	<ul style="list-style-type: none">• Dr. Nora Szarka• Uta Schmieder
DLR	<ul style="list-style-type: none">• Andreas Rosenstiel
Fraunhofer IEE	<ul style="list-style-type: none">• Jochen Bard
Fraunhofer ISE	<ul style="list-style-type: none">• Dr. Georg Krugel
Fraunhofer IWES	<ul style="list-style-type: none">• Prof. Dr. Jan Wenske
GFZ	<ul style="list-style-type: none">• Dr. Peter Pilz• Dr. Cornelia Schmidt-Hattenberger
HZB	<ul style="list-style-type: none">• Dr. Sonya Calnan
ISFH	<ul style="list-style-type: none">• Dr. Raphael Niepelt
IZES gGmbH	<ul style="list-style-type: none">• Juri Horst
FZ Jülich	<ul style="list-style-type: none">• Dr. Stefan Haas
KIT	<ul style="list-style-type: none">• Prof. Dr. Joachim Knebel• Prof. Dr. Tabea Arndt
UFZ	<ul style="list-style-type: none">• Prof. Dr. Bruno Bühler
Wuppertal Institut	<ul style="list-style-type: none">• Prof. Dr. Manfred Fishedick• Dr. Peter Viebahn• Dr. Claus Barthel
ZAE Bayern	<ul style="list-style-type: none">• Dr. Hans-Peter Ebert• Dr. Bastian Büttner
ZSW	<ul style="list-style-type: none">• Maike Schmidt• Dr. Marc-Simon Löffler



Veranstalter

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

■ Einführung

- 5 Mit Wasserstoff zur Klimaneutralität – von der Forschung in die Anwendung**
Prof. Dr. Frithjof Staiß • ZSW
Dr. Sarina Keller • DLR

■ Zukünftige Rolle von Wasserstoff im Energiesystem

- 6 Die Wasserstoffstrategie der Bundesregierung**
Dr. Stefan Kaufmann • BMBF
- 9 Politische und ökonomische Rahmenbedingungen für eine neue Wasserstoff-Ära**
Maike Schmidt • ZSW
- 14 Auf dem Weg in eine nachhaltige Wasserstoffwirtschaft**
Prof. Dr. Christopher Hebling • Fraunhofer ISE
- 23 Wasserstoff als zentraler Baustein der Sektorenkopplung**
Andreas Rosenstiel • DLR

■ Wasserstoff – Chancen und Herausforderungen

- 29 Deutschland als Leitanbieter für Wasserstofftechnologien**
Dr. Patrick Jochem • DLR
- 34 Potenziale von Wasserstoff und regenerativen Kraftstoffen in der zukünftigen Mobilität**
Ulf Groos • Fraunhofer ISE
- 38 Gesellschaftliche Akzeptanzfragen bei der Umsetzung von Wasserstofftechnologien**
Jan Hildebrand • IZES
Irina Rau • IZES

■ Internationaler Handel

- 42 Woher kommt der grüne Wasserstoff?**
Dr. Raphael Niepelt • ISFH

■ Wasserstoff-Erzeugung

- 48 Systemische Herausforderungen für die Wasserstoffherzeugung**
Nora Denecke • Fraunhofer IWES
- 54 Elektrische Systemtechnik für die großskalige Wasserstoffelektrolyse**
Dr. Norbert Henze • Fraunhofer IEE
- 59 Opportunities and challenges for wider deployment of directly coupled photovoltaic driven water electrolysis**
Dr. Sonya Calnan • HZB
- 67 Water and steam electrolysis: status, challenges and prospects**
Dr. Meital Shviro • FZ Jülich
Dr. Qingping Fang • FZ Jülich
- 70 Wasserstoff aus Biomasse**
Dr. Franziska Müller-Langer • DBFZ
- 73 Weißer Wasserstoff: Energieträger für eine nachhaltige Herstellung und Nutzung**
Prof. Dr. Andreas Schmid • UFZ

■ Transport und Speicherung von Wasserstoff

- 81 Großskalige Wasserstoffspeicherung als notwendiges Bindeglied zwischen Erzeugung und Verbrauch**
Dr. Cornelia Schmidt-Hattenberger • GFZ
Dr. Peter Pilz • GFZ
- 86 Sicherheit im Umgang mit Wasserstoff**
Prof. Dr. Thomas Jordan • KIT

■ Verwendung von Wasserstoff

- 92 Grüner Wasserstoff in der Industrie – kurzfristige Einsatzpotenziale und langfristige Bedarfe in Deutschland**
Clemens Schneider • Wuppertal Institut
- 97 Wasserstofftechnologie und Fahrzeuge**
Prof. Dr. Tabea Arndt • KIT
- 100 Woher kommt der Kohlenstoff für synthetische Wasserstofffolgeprodukte?**
Dr. André Brosowski • DBFZ

Einführung

Mit Wasserstoff zur Klimaneutralität – von der Forschung in die Anwendung

Wasserstoff kann einen entscheidenden Beitrag für die dringend notwendige Klimaneutralität des Energiesystems leisten. Grüner Wasserstoff auf Basis von erneuerbaren Energien wird als nahezu CO₂-freier Energieträger Teile der fossilen Brennstoffe ersetzen. Außerdem können seine zahlreichen Möglichkeiten für Speicherung, Transport und Sektorenkopplung die Transformation des gesamten Energiesystems beschleunigen.

Doch angesichts der vielfältigen Aufgaben, die mit erneuerbarem Wasserstoff gelöst werden sollen, stellen sich viele Fragen: Wie schnell müssen die Erneuerbaren ausgebaut werden, um die notwendigen Mengen grünen Wasserstoff erzeugen zu können? Welche Rolle spielen Wasserstoff-Importe? Welche Anwendungen sollten angesichts des knappen Wasserstoffs priorisiert werden? Wie muss die Infrastruktur ertüchtigt werden? Wie kann eine nachhaltige Systemtransformation durch die Politik angeleitet und reguliert werden?

Die Energieforschung liefert Antworten für den Weg zu einer nachhaltigen Wasserstoffnutzung. Der Forschungsverbund Erneuerbare Energien (FVEE) repräsentiert wesentliche Akteure der deutschen Wasserstoff-Forschung.

Die Beiträge der FVEE-Jahrestagung 2021 stellten die große Bandbreite von Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff vor und zeigen die vielfältigen Chancen, die Wasserstoff dem künftigen Energiesystem bietet. Der vorliegende Tagungsband dokumentiert die auf der Tagung präsentierten Forschungsergebnisse zu den Technologien und der systemischen Rolle für erneuerbaren Wasserstoff.

Dank

Wir danken allen Autorinnen und Autoren für ihre Beiträge und dem Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft für die Förderung der Tagung.



Prof. Dr. Frithjof Staiß
Wissenschaftliche Tagungsleitung
ZSW
frithjof.staiss@zsw-bw.de



Dr. Sarina Keller
Wissenschaftliche Tagungsleitung
DLR
sarina.keller@dlr.de

Grußwort:

Die Wasserstoffstrategie der Bundesregierung



*BMBF
(Bundesministerium für
Bildung und Forschung)
Dr. Stefan Kaufmann
Innovationsbeauftragter
„Grüner Wasserstoff“*

Sehr geehrter Herr Professor Staiß,
sehr geehrte Frau Doktor Keller,
sehr geehrte Mitglieder des FVEE,
sehr geehrte Damen und Herren,

mit der Nationalen Wasserstoffstrategie verfolgt die Bundesregierung vor allem zwei sehr konkrete Ziele. Es geht,

1. Um eine zukunftsfähige, klimafreundliche Energieversorgung Deutschlands auf der Grundlage erneuerbarer Energien. Gerade in Industrie und Verkehr brauchen wir Grünen Wasserstoff, um klimaneutral zu werden.
2. Um ein Technologiefeld von erheblicher Relevanz für die Zukunftsfähigkeit Deutschlands. Grüner Wasserstoff ist ein Schlüsselbaustein für die globale Energiewende und damit von herausragender innovations- und industriepolitischer Bedeutung.

Wir wollen Deutschland zum Leitmarkt und globalen Leitanbieter für nachhaltige Klimaschutztechnologien machen. Das ist kein Selbstläufer – trotz der Milliardenförderung, die inzwischen angelaufen ist.

Auf dem Weg zur Wasserstoffrepublik Deutschland stehen wir vor großen Herausforderungen. Um nur einige zu nennen:

- Um Wasserstofftechnologien ist längst ein harter globaler Innovations- und Subventionswettbewerb entbrannt, in dem wir uns erstmal durchsetzen müssen. Wenn sich ein australischer Großinvestor für einen amerikanischen Elektrolyseurhersteller entscheidet, dann ist das ein Warnzeichen! Potenzielle Partner haben die Wahl. Unsere Angebote sind nicht automatisch immer die besten.
- Hierzulande müssen wir die öffentliche Akzeptanz von Grünem Wasserstoff gewährleisten! Der Aufbau der notwendigen Infrastrukturen gelingt nur mit den Menschen, nicht gegen sie.

Ich möchte an den Ausbau der Windkraft oder der Stromnetze erinnern. Wir müssen Bürgerinnen und Bürger beim Thema Grüner Wasserstoff stärker als bisher mitnehmen. Hier fällt auf, dass die Diskussion in der breiteren Öffentlichkeit zum Teil völlig in die Irre führt: Man hat den Eindruck, für viele reduziert sich das Für und Wider auf die Frage „Batterie oder Brennstoffzelle im PKW“. Die Industrie als Hauptanwendungsfall gerät nahezu vollkommen aus dem Blick. Hier gilt es sachlich Aufklärungsarbeit zu betreiben.

- Und zu guter Letzt: Der Einstieg in die Grüne Wasserstoffwirtschaft ist gleichbedeutend mit der grundlegenden Transformation weiter Teile unserer Energieversorgung. Das stellt Energie- und Wertschöpfungsketten, aber auch Lieferbeziehungen und die bestehende Marktordnung in Frage. Viele Akteure halten an überkommenen Denkmustern und vor allem Geschäftsmodellen fest. Trotz aller Begeisterung für Grünen Wasserstoff - die Beharrungskräfte sind enorm.

Das alles werden wir nicht mit Geld allein beiseite wischen. Der Sprung in das Wasserstoffzeitalter erfordert einen fundamentalen Mentalitätswechsel: Wir dürfen den Einstieg in die Grüne Wasserstoffwirtschaft nicht wie die Digitalisierung erst verschlafen und dann als lästige Pflichtübung abtun. Allen muss klar sein: Es geht um eine energie- und klimaschutzpolitisch notwendige, gesamtgesellschaftliche Gestaltungsaufgabe, die unserem Land enorme Chancen bietet. Erst ein solches Verständnis bildet die Basis, um mit der globalen Dynamik mitzuhalten und selbst zum Impulsgeber zu werden.

Der Wissenschaft kommt eine zentrale Rolle zu, dass sich dieses Verständnis herausbildet. Sie ist gefragt – als Vordenkerin, Wegbereiterin und Kommunikatorin. Was das konkret heißt möchte ich an folgenden Punkten exemplarisch erläutern.

Forschung muss Prioritäten setzen!

Um beim Grünen Wasserstoff an die Spitze zu kommen, müssen wir klug investieren – unser Geld und vor allem aber unsere Zeit und unsere Anstrengungen. Wir dürfen uns jetzt nicht verzetteln. Stattdessen müssen wir sehr rasch in Schlüsselbereichen eine „kritische Masse“ schaffen.

Auch die Forschung muss Prioritäten setzen und ebenso klar Posterioritäten benennen (Vor- und Nachrangigkeiten; A. d. Hrsg.).

Die Anwendungsrelevanz ist dabei ein wichtiger Indikator: Investoren erwarten weltweit einsetzbare Lösungen. Wettbewerbsfähige Wasserstoffanwendungen „made in Germany“ müssen in den Wüsten Australiens und Nigers, in der rauen Irischen See oder der urbanen Hektik von Accra oder Lagos funktionieren – und das zuverlässig, effizient und robust. Hier liegen die wichtigen Exportmärkte der Zukunft und – das ist genauso wichtig – die großen Klimaschutzhebel. Da müssen wir jetzt ran.

Wir sind also gut beraten, uns nicht mit Nischenapplikationen aufzuhalten, sondern auf die Bedarfe einer globalen Grünen Wasserstoffwirtschaft zu konzentrieren. Und zwar dort, wo wir absehbar echte Chancen im Wettbewerb haben!

Dafür brauchen wir ein gutes Verständnis von dem, was gebraucht wird, wann es gebraucht wird und wofür es gebraucht wird. Nur so können wir Forschung und Innovation zielgerichtet auf die Bedarfe der Anwender ausrichten. Dafür haben Bundesforschungs- und Wirtschaftsministerium gemeinsam unlängst das Projekt „H2Kompass“ gestartet. Hier wird unter der Leitung von acatech und Dechema eine Forschungs- und Innovationsroadmap entwickelt.

Eine solche Prioritätensetzung ist nicht mit einer Absage an Grundlagenforschung zu verwechseln. Diese ist selbstverständlich notwendig, um auch bei den übernächsten Technologiegenerationen die Nase vorne zu haben. Es geht vielmehr darum, frühzeitig und gerne auch selbstkritisch Anwendungspotenziale zu hinterfragen und im Sinne eines effizienten Mitteleinsatzes besonders vielversprechende Ansätze in den Fokus zu nehmen.

Erfolgreiche Innovationen brauchen mehr als technologische Durchbrüche!

Der Einstieg in eine Grüne Wasserstoffwirtschaft ist ein potenziell höchst disruptiver Prozess: Die Industrie muss Verfahren und Lieferketten umstellen; Infrastrukturen für Strom, Gas und Wärme rücken näher aneinander; die globalen Energiemärkte geraten in Bewegung, wenn nahezu jeder sonnen- und windreiche Staat zum Energieexporteur werden kann.

Deshalb dürfen wir beim Transfer von Forschungsergebnissen nicht in bestehenden Geschäftsmodellen und Anwendungsfällen verharren. Etabliertes in Frage zu stellen ist nicht umsonst Kern wissenschaftlichen Arbeitens. Und dieses kreative Streben nach Neuem brauchen wir auch beim Sprung in die Anwendung.

Dabei gilt: Erfolgreiche Innovationen sind mehr als ein technologischer Durchbruch. Erfolgreiche Innovationen übersetzen wissenschaftlichen Fortschritt in zukunftsweisende Lösungen und Geschäftsmodelle – Stichwort: Sprunginnovationen.

Diese sind nicht immer kompatibel mit dem bestehenden Ordnungsrahmen. Sie werfen neue soziale, ökonomische und ökologische Fragestellungen auf. Denken Sie nur an die mögliche Verlagerung von Wertschöpfung und Arbeitsplätzen von energieintensiven Industrien oder eventuelle Flächen- und Nutzungskonflikte in möglichen Exportländern.

Damit der Sprung in die Anwendung gelingt, sind Aspekte wie diese frühzeitig zu adressieren.

Wissenschaft muss auch hier vorausdenken und Handlungsoptionen aufzeigen – etwa für die Überarbeitung des Ordnungsrechtes. Dafür brauchen wir eine integrierte, transdisziplinäre Betrachtung über Fachgrenzen und Themen hinweg – und das mit einer direkten Rückkopplung an Anwender und Entscheider. Es geht um wissenschaftlich fundiertes Entscheidungswissen und eine wissenschaftsbasierte Politikberatung. So kann Forschung aktiv dazu beitragen, den Einstieg in die Grüne Wasserstoffwirtschaft nachhaltig auszugestalten.

Wie wirkmächtig Forschung dabei sein kann, zeigt der vom BMBF geförderte Wasserstoff-Potenzialatlas für das westliche und südliche Afrika: Dieser hat entscheidend dazu beigetragen, dass Grüner Wasserstoff heute ganz oben auf der politischen Agenda der beteiligten Staaten steht. Auf Grundlage der wissenschaftlichen Erkenntnisse haben die ECOWAS-Staa-

ten zum Beispiel beschlossen, eine gemeinsame Wasserstoffstrategie zu erarbeiten. Das ist eine für den Staatenbund bislang einmalige zwischenstaatliche Kooperation.

Die Forschung muss sich im internationalen Wettbewerb positionieren!

Wenn wir im globalen Innovationswettbewerb bestehen wollen, dann müssen wir diesen als solchen begreifen. Um es ganz klar zu sagen: Deutschlands Unternehmen, Hochschulen und Forschungseinrichtungen stehen im weltweiten Wettstreit – um die besten Köpfe und die besten Ideen und damit in letzter Konsequenz um Patente, Marktanteile und auch Fördermittel.

Diese Herausforderung müssen wir annehmen. Da ist auch die Forschung gefragt, sich richtig aufzustellen. Ihr kommt eine Schlüsselstellung zu.

Denn die wissenschaftlichen Einsichten und Durchbrüche von heute sind die Basis der Innovationen von morgen und der Geschäftsmodelle von übermorgen.

Es hilft daher wenig, wenn über internationale Forschungsk Kooperationen relevantes Wissen an die Konkurrenz im Ausland weitergegeben wird; vor allem wenn die Forschungsförderung der Bundesregierung gezielt auf wettbewerbsrelevanten Wissensvorsprung hinarbeitet. Dieser Ausverkauf von Spitzentechnologie an Wettbewerber ist auf jeden Fall zu vermeiden – das Schicksal der deutschen Photovoltaikindustrie sollte uns mahnendes Beispiel sein.

Themen und Partner sind also bei internationalen Kooperationen sorgfältig auszuwählen. Eine Zusammenarbeit nur um der Zusammenarbeit willen ist der falsche Weg – sie muss sich in eine übergeordnete Strategie des Forschungsstandortes sinnvoll einfügen.

Im Wettbewerb mit anderen Forschungseinrichtungen bedarf es ferner einer ambitionierten Fachkräftestrategie. Wenn Deutschland international führender Innovationsstandort für Wasserstofftechnologien sein will, dann brauchen wir international führende Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler in unserem Land. Forschungseinrichtungen und Hochschulen sollten prüfen, ob und wie man dazu internationale Koryphäen und vielversprechende Nachwuchstalente in unser Land holt – gerade dort, wo Nachholbedarf besteht.

Was junge Leute angeht dürfen wir ferner nicht vergessen, dass eine globale Wasserstoffwirtschaft eine solide Fachkräftebasis benötigt. Deutschland kann bei dem dafür notwendigen „capacity building“ eine wichtige Rolle übernehmen und jungen Menschen etwa in Afrika eine dringend nötige Perspektive geben.

Sehr geehrte Damen und Herren,

diese drei Punkte sind Schlaglichter zu Aspekten, die mich bzw. das BMBF in den letzten Monaten bewegt haben. Es gibt sicherlich noch eine Reihe mehr. Mir ist wichtig, dass wir die Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie und damit unseren Einstieg in die Grüne Wasserstoffwirtschaft ambitioniert, mutig und zielstrebig angehen. Lassen Sie uns gemeinsam die industrie- und innovationspolitische Jahrhundertchance Grüner Wasserstoff engagiert ergreifen.

Ich bedanke mich für Ihre Aufmerksamkeit und freue mich auf den weiteren Austausch!

Vielen Dank!

Politische und ökonomische Rahmenbedingungen für eine neue Wasserstoff-Ära

Wasserstoff auf Basis erneuerbarer Energien ist als Energieträger und Rohstoff der Zukunft in der angewandten Energieforschung schon länger ein Thema. Die Auswirkungen der Ölkrisen Ende der 1970er bzw. Anfang der 1980er Jahre und die hierdurch deutlich gewordene Vulnerabilität des Wirtschaftssystems mit Blick auf Preisschwankungen und Versorgungsengpässe im Energiemarkt, aber auch das Reaktorunglück von Tschernobyl 1986 führten zu einer ersten Hochphase für Wasserstoff.

Im selben Jahr startete das Projekt HYSolar, eine deutsch-saudi-arabische Kooperation zur Technologieentwicklung für solaren Wasserstoff.

Etwa 10 Jahre später kündigte der Automobilkonzern Daimler öffentlichkeitswirksam das erste Brennstoffzellenfahrzeug in Serie für das Jahr 2002 an, was eine neuerliche Boom-Phase auslöste. Bestand hatte auch dieser zweite Boom nicht, da die Umsetzung der Ankündigung ausblieb.

Wiederum etwa 10 Jahre später startete die Bundesregierung im Jahr 2007 mit dem Nationalen Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie eine hochbudgetierte Forschungs- und Entwicklungsinitiative, um die mit einer Wasserstoffindustrie für Deutschland verbundenen Chancen erschließbar zu machen. Im Rahmen dieses Programms konnten viele Entwicklungslücken geschlossen werden, so dass Deutschland aus Sicht der Technologieentwicklung, auf die in der im Juni 2020 verabschiedeten Nationalen Wasserstoffstrategie vorgesehenen Industrialisierungsschritte vorbereitet sein dürfte. [1]

Warum dürfen wir erwarten, dass sich die aktuelle Hochphase für Wasserstoff diesmal verstetigt? Warum handelt es sich um eine neue Wasserstoff-Ära?

1. Es besteht ein breiter gesellschaftlicher und politischer Konsens für mehr Klimaschutz.

Mit dem Klimaschutzabkommen von Paris hat die Weltgemeinschaft im Jahr 2015 beschlossen, die globale Erwärmung auf möglichst unter 1,5 °C seit Beginn der Industrialisierung zu begrenzen. Aufgrund mangelnder Fortschritte hinsichtlich der Reduktion der weltweiten Treibhausgasemissionen, der spürbar zunehmenden Bedrohung durch den Klimawandel und des wachsenden öffentlichen Drucks, stärkere Klimaschutzmaßnahmen zu ergreifen hat die EU-Kommission im Herbst 2019 als neues Leitbild für Europa das Erreichen der Klimaneutralität bis 2050 formuliert, verbunden mit der ehrgeizigen Zielsetzung, weltweit der erste klimaneutrale Kontinent zu werden. Im April 2021 fand auf Einladung des amerikanischen Präsidenten Joe Biden ein virtueller Klimagipfel zur Vorbereitung der COP26 in Glasgow statt. Neben der EU verkündeten mehrere führende Industrienationen, darunter der Gastgeber USA, verstärkte Anstrengungen zum Klimaschutz und damit höhere Minderungsziele bis 2030 und stellten ein Erreichen der Klimaneutralität bis Mitte des Jahrhunderts in Aussicht. Die Erwartungen bezüglich weiterer verbindlicher Zusagen anlässlich des G20 Gipfels am 30./31. Oktober 2021 in Rom waren hoch, konnten aber nicht vollständig erfüllt werden. So konnte man sich auf kein verbindliches Datum für das Erreichen der Klimaneutralität verständigen, sondern blieb mit der Formulierung „bis zur Mitte des Jahrhunderts“ relativ vage [2]. Entsprechend deutlich fielen die Auftaktreden zur COP26 aus. So betonte Alok Sharma, der britische Präsident der COP „Das Fenster, das 1,5-Grad-Ziel zu erreichen, schließt sich. Glasgow muss halten, was Paris versprochen hat. Diese internationale Konferenz muss liefern.“ [3] und Patricia Espinosa, Chefin des UN-Klimasekretariats verdeutlichte: „We either choose to recognize that business as usual isn't worth the devastating price we're paying and make the necessary transition to a more sustainable future — or we accept that we're investing in our own extinction.“ (...) [4]



ZSW
Maike Schmidt
maike.schmidt@zsw-bw.de

DLR
Dr. Thomas Vogt
t.vogt@dlr.de

Die Notwendigkeit des Klimaschutzes wird auch auf nationaler Ebene stark wahrgenommen. Nach dem Urteil des Bundesverfassungsgerichts im April 2021 musste die Bundesregierung ihre Klimaschutzvorgaben verbindlicher ausgestalten und zog mit der Novellierung des Klimaschutzgesetzes das Zieljahr für das Erreichen der Klimaneutralität für Deutschland auf das Jahr 2045 vor [5]. Mehrere Bundesländer sahen noch ambitioniertere Ziele vor. Baden-Württemberg schrieb das Zieljahr 2040 nicht nur in seinem Koalitionsvertrag [6] fest, sondern verankerte es auch im Rahmen der Novelle des Klimaschutzgesetzes im Rechtsrahmen. [7]

2. Klimaneutralität im Sinne des Green Deal ist nur mit Wasserstoff zu erreichen.

Die Klimaschutzgesetze auf europäischer und nationaler Ebene sowie auf Ebene der Bundesländer und die entsprechenden Maßnahmenpakete wie der europäische Green Deal und die teilweise noch ausstehenden Konzepte auf nationaler und regionaler Ebene stellen dabei die ersten Schritte zur Umsetzung des Pfads zur Klimaneutralität 2050, 2045 oder 2040 dar.

Bisher gingen die europäischen ebenso wie die nationalen Szenarien zwar von einer Verringerung der Treibhausgasemissionen um –80% bis –95% gegenüber 1990 aus, aber sowohl die Maßnahmen wie auch die formulierten Zwischenziele zielten jeweils nur auf eine Minderung von –80%.

Doch jetzt hebt der Green Deal auf europäischer Ebene klar die Handlungsfelder hervor und verdeutlicht, dass mit der neuen Anforderung der Klimaneutralität nun auch diejenigen Sektoren in den Fokus rücken, die bei einer –80%-Strategie außer den üblichen Effizienzanstrebungen noch keine größeren strukturellen Änderungen erfahren hätten. Dies betrifft neben der energieintensiven Grundstoffindustrie (Stahlindustrie, Chemieindustrie, Mineralölwirtschaft, Zementindustrie) auch einen großen Teil des Verkehrssektors, da nunmehr auch der Luftverkehr, die internationale Seeschifffahrt und die nicht elektrifizierbaren Teile des Güterverkehrs adressiert werden müssen.

Somit werden die Klimaziele im Verkehrssektor ebenso wie das Ziel der klimaneutralen Produktion in der Industrie nur mit grünem Wasserstoff und seinen Folgeprodukte wie synthetischen Kraftstoffen erreichbar sein. Zudem kann grüner Wasserstoff als Speicher eine Beschleunigung der Transformation im Stromsektor unterstützen (vgl. auch [1]).

3. Erneuerbare Energien sind weltweit vielfach wettbewerbsfähig zur fossilen und nuklearen Stromerzeugung

Die rasante Entwicklung und Verbreitung der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien, insbesondere der Photovoltaik und der Windenergie an Land, haben es ermöglicht, dass heute Strom aus erneuerbaren Energien gerade im internationalen Kontext häufig die kostengünstigste Option der Stromerzeugung darstellt. Nach [8] waren im Jahr 2020 erneuerbare Energien bereits die billigste Stromerzeugungsquelle in Ländern, die nahezu 3/4 des globalen Bruttoinlandsprodukts erwirtschaften. Mit Stromerzeugungskosten für Windenergie zwischen 30 US\$ pro MWh (Brasilien) und 50 US\$ pro MWh (Deutschland) und für Photovoltaik zwischen 33 US\$ pro MWh (Indien) und 50 US/\$ pro MWh (Südafrika) ist bereits eine solide Basis für eine zukünftig auch zu fossilem Wasserstoff auf Erdgasbasis konkurrenzfähige Wasserstoffproduktion vorhanden.

4. Die Schlüsseltechnologien für die Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff sind reif für den Markthochlauf

Die Zielsetzungen sowohl aus der nationalen als auch aus der europäischen Wasserstoffstrategie sind ambitioniert. So soll ausgehend von einer kumulierten Elektrolysekapazität von 50 MW in Deutschland eine Elektrolysekapazität von 5.000 MW im Jahr 2030 erreicht werden. Inzwischen wurde dieses Ziel mit dem Koalitionsvertrag der Bundesregierung sogar auf 10.000 MW erhöht. Auch auf europäischer Ebene sollen ausgehend von einem sehr niedrigen dreistelligen MW-Niveau 40.000 MW in 2030 erreicht werden. Die Elektrolysetechnologie ist hinreichend erprobt und hat ihre Funktionsfähigkeit in zahlreichen PtX-Pilotprojekten unter Beweis gestellt. Auch die Angebotsbasis erscheint mit weltweit etwa zehn Anbietern von Elektrolyseanlagen im MW-Bereich zwar schmal aber durchaus in der Lage, eine dynamische Marktentwicklung zu bedienen.

Die größten Herausforderungen liegen nunmehr in der Technologieskalierung hinzu höheren Leistungen pro Elektrolyseblock, größeren Stückzahlen und damit letztlich im Übergang von der Manufaktur zur Serienfertigung der Elektrolyseanlagen. Diese Herausforderung kann von den Herstellern jedoch nur angenommen werden, wenn auch die erforderlichen Kapitalmittel einerseits für ihre eigenen Investitionen zur Verfügung stehen und andererseits der Markthochlauf der Elektrolysekapazität auch über das notwendige Kapital abgesichert ist.

5. Große Kapitalmengen stehen auch seitens institutioneller Investoren zur Verfügung.

Letzteres scheint gesichert. Auf Seiten der öffentlichen Kapitalgeber hat sich nicht nur die Bundesregierung in ihrer Wasserstoffstrategie zu Investitionen in Höhe von 9 Mrd. EUR bekannt. Die Europäische Union geht in ihrer Wasserstoffstrategie von notwendigen Investitionen in Höhe von 24 bis 42 Mrd. EUR bis zum Jahr 2030 aus. [9] Um die Finanzierung abzusichern unterzeichneten 22 EU-Staaten und Norwegen im Dezember 2020 ein Manifest, um eine saubere Wasserstoff-Wertschöpfungskette zu ermöglichen und die Einführung von 'Important Projects of Common European Interest' (IPCEIs) im Wasserstoffbereich festzulegen. Das IPCEI Wasserstoff ist das größte europäische Projekt dieser Art und wird allein in Deutschland 62 Großvorhaben unterstützen, die das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur ausgewählt haben. Die Vorhaben sollen mit über acht Milliarden Euro an Bundes- und Landesmitteln gefördert werden. Insgesamt sollen allein in Deutschland Investitionen in Höhe von 33 Milliarden Euro ausgelöst werden.

Hinzu kommt, dass zunehmend auch institutionelle Anleger auf der Suche nach zukunftssicheren Investitionsmöglichkeiten den Bereich der erneuerbaren Energietechnologien, zu denen auch grüner Wasserstoff zählt, entdecken, so dass ausreichend Kapital auch für den Einstieg in eine grüne Wasserstoffwirtschaft vorhanden sein dürfte [10], sofern die politischen Rahmensetzungen dies entsprechend unterstützen, was neben den Klimaschutzanforderungen ein zweites gewichtiges Argument für ein dauerhaftes Interesse an Wasserstofftechnologien ist.

Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens: Renewable Energy Directive II

Gerade die Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens ist jedoch aktuell die zentrale Herausforderung für Europa, denn sie wird über den Erfolg oder Misserfolg beim Markthochlauf von grünem Wasserstoff entscheiden. Aktuell steht die Ausgestaltung des Delegierten Rechtsakts zur Definition von grünem Wasserstoff gemäß Artikel 27 (3) der RED II [11] im Fokus der Diskussion. Es gilt das Grundprinzip, dass flüssige oder gasförmige Kraftstoffe nicht biologischen Ursprungs als vollständig erneuerbar gelten, wenn die Elektrolyse zur Produktion von Wasserstoff mit erneuerbarem Strom betrieben wird. Hierfür soll der delegierte Rechtsakt die einzuhaltende Methodik

bzw. die Detailregelungen für den Nachweis des Regenerativstromeinsatzes zur Produktion von grünem Wasserstoff in Elektrolyse-Anlagen festlegen. Er ist in den Mitgliedsstaaten unmittelbar anzuwenden und gilt zunächst im Kontext der Anrechenbarkeit von grünem Wasserstoff und seinen synthetischen Folgeprodukten auf die Erfüllung der Erneuerbare-Energien-Quoten im Rahmen der RED II. Es wird jedoch erwartet, dass er auch auf andere Anwendungen wie die Produktion von grünem Stahl in der Industrie übertragen werden könnte. Da bislang kein offizieller Entwurf des delegierten Rechtsakts vorliegt, sind die folgenden Ausführungen an den Formulierungen der RED II orientiert. Je nach Akzentuierung der Ausgestaltung des delegierten Rechtsakts können sich hiervon Abweichungen ergeben.

Der Definition des Begriffs **Zusätzlichkeit** bzw. dessen Auslegung in der Praxis kommt eine sehr hohe Bedeutung für den zukünftigen Markthochlauf von grünem Wasserstoff in Europa zu. Zunächst besagt er, dass Wasserstoff bzw. seine synthetischen Folgeprodukte nur auf die Zielsetzung der RED II angerechnet werden können, wenn der zur Wasserstoffproduktion genutzte Strom aus zusätzlichen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen stammt.

Dies könnte sowohl durch den Strombezug aus Neuanlagen, als auch durch den Bezug aus Altanlagen nach deren Förderende erfüllt werden, sofern diese nicht explizit ausgeschlossen werden. Bei Altanlagen würde mit dem Strombezug für die Wasserstoffproduktion die Weiterbetriebsphase finanziert. Entsprechende Stromlieferverträge oder Power Purchase Agreements (PPA) würden für gesicherte Einnahmen sorgen. Sofern Altanlagen ohne diese Power Purchase Agreements stillgelegt würden, kann hier von Zusätzlichkeit im Sinne eines zusätzlichen Beitrags zur Nutzung erneuerbarer Energien gesprochen werden. Eine gewisse Unsicherheit bleibt jedoch bestehen, da der Weiterbetrieb bei einer entsprechenden Preisentwicklung am Strommarkt auch ohne den Abschluss von Power Purchase Agreements gesichert sein könnte. In den kommenden Jahren wird dies in Deutschland vor allem auf die Stromerzeugung aus alten Windkraftanlagen an Land zutreffen.

Etwas anders verhält sich die Situation bei der Wasserkraft. Das Potenzial für neue Wasserkraftwerke ist in Deutschland sehr gering. Bei bestehenden Anlagen ist das Kriterium der Zusätzlichkeit zudem schwer begründbar, da diese überwiegend außerhalb jeglicher Förderung am Strommarkt agieren.

Für Elektrolyseanlagen entscheidet die Definition der Zusätzlichkeit über den möglichen Anlagenpool, aus dem Strom bezogen werden kann. Bei Neuanlagen stehen in Deutschland nur Photovoltaikfreiflächen-

anlagen und Offshore-Windenergie-Anlagen zur Verfügung. Werden Altanlagen nach Förderende ebenfalls zugelassen, erweitert sich das Portfolio um Windenergieanlagen an Land. Der nutzbare Strommix entscheidet über die mögliche Betriebsweise der Elektrolyseanlage, ihre maximale jährliche Betriebsdauer und damit unmittelbar über die Höhe der Wasserstoffherstellungskosten.

Gäbe es das Zusätzlichkeitskriterium nicht und könnte neben Photovoltaik, Windenergie an Land und Offshore-Wind auch Strom aus Wasserkraft genutzt werden, würde die Elektrolyseanlage immer so betrieben, dass sich ein Optimum für die Wasserstoffherstellungskosten ergibt, die sich aus den Investitionskosten (CAPEX), dem Strompreis sowie den Wartungs- und Betriebskosten (OPEX) zusammensetzen. Weil die fixen Kostenbestandteile mit jeder weiteren Betriebsstunde abnehmen, die variablen Betriebskosten entweder gleichbleiben oder für längere Jahreslaufzeiten leicht steigen, wird durch die Betreiber gerade in der Markthochlaufphase wegen des noch sehr hohen CAPEX eine möglichst hohe Jahresvolllaststundenzahl – idealerweise 8.000 Stunden im Jahr – angestrebt.

Wird Wasserkraft aufgrund des Zusätzlichkeitskriteriums nicht als Stromquelle zugelassen, ist bei Anwendung des zweiten Kriteriums, der **Gleichzeitigkeit der erneuerbaren Stromerzeugung und der Wasserstoffproduktion**, kein Betrieb an 8.000 h im Jahr möglich, da ohne Wasserkraft die Lieferung eines Grundlastprofils aus erneuerbaren Energien an 8.000 h im Jahr ausgeschlossen ist.

Das dritte Kriterium, dass **kein Netzengpass zwischen Stromerzeugungsanlage und Wasserstoffherzeugung bestehen darf**, könnte zu einer vergleichsweise starken regionalen Einschränkung der erneuerbaren Stromerzeugungs-Anlagen führen, aus denen eine Belieferung möglich ist. Gemäß Strommarkt-Verordnung (EU) 2019/943 wäre ein Strombezug nur innerhalb der Gebotszone Deutschland-Luxemburg möglich.

Die regulatorischen Anforderungen an den Strombezug für die Produktion von grünem Wasserstoff bestimmen die Gestaltungsspielräume der Strombelieferung. Sie wirken sich unmittelbar auf die Nutzbarkeit unterschiedlicher Stromquellen, auf den einsetzbaren Strommix und auf den zu erwartenden Strombezugspreis aus.

Darüber hinaus bestimmt der einsetzbare Strommix die Höhe der Jahresvolllaststunden der Anlage. Strombezugspreis und Jahresvolllaststunden wiederum beeinflussen maßgeblich die Wasserstoffherstellungskosten.

Damit bestimmt die Definition der Kriterien Zusätzlichkeit, Gleichzeitigkeit und Vermeidung von Netzengpässen maßgeblich über die Wettbewerbsfähigkeit dieser Produkte im internationalen Kontext und damit über Erfolg oder Misserfolg der Wasserstoffwirtschaft in Europa.

Literatur

- [1] Schmidt et al. (2021): Grüner Wasserstoff als Schlüsseltechnologie für die europäische Energiewende, FVEE-Themen 2020 „Forschung für den European Green Deal“, Berlin, Juni 2021, ISSN - 0939-7582
- [2] Amann, M.; Hornig, F. (2021): G20-Beschlüsse zu Klima und Pandemie – Wolkig geblieben, Rom, 01.11.2021; Spiegel Ausland, online unter <https://www.spiegel.de/ausland/g20-gipfel-in-rom-ehrgeizige-ziele-fuer-klimaschutz-und-corona-bekaempfung-a-36e087e7-71cd-4c98-8df3-887105a74a5e>
- [3] Sharma, A. (2021) Opening remarks at COP 26, Glasgow, 31.10.2021, online unter <https://www.gov.uk/government/speeches/cop26-president-alok-sharmas-opening-speech-at-cop26>
- [4] Espinosa, P. (2021) Opening remarks at COP26, Glasgow, 31.10.2021, online unter <https://unfccc.int/news/remarks-by-unfccc-executive-secretary-patricia-espinosa-to-open-cop26>
- [5] Bundesregierung (2021); Erstes Gesetz zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes vom 18. August 2021; Bundesgesetzblatt Jahrgang 2021 Teil I Nr. 59, ausgegeben zu Bonn am 30. August 2021.
- [6] BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN BADEN-WÜRTTEMBERG, CDU BADEN-WÜRTTEMBERG (2021), Jetzt für morgen – der Erneuerungsvertrag für Baden-Württemberg. Stuttgart, 08.05.2021. online unter https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/dateien/PDF/210506_Koalitionsvertrag_2021-2026.pdf
- [7] Landtag von Baden-Württemberg (2021), Gesetzesbeschluss des Landtags, 17. Wahlperiode, Drucksache 17/943, Gesetz zur Änderung des Klimaschutzgesetzes Baden-Württemberg. Stuttgart. 06.10.2021. online unter https://www.landtag-bw.de/files/live/sites/LTBW/files/dokumente/WP17/Drucksachen/0000/17_0943_D.pdf
- [8] BloombergNEF (2020). Online unter <https://www.nsenergybusiness.com/features/corona-virus-clean-energy-fossil-fuels/attachment/bloombergnef-lcoe-calculations-2020/#>
- [9] https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf
- [10] IIGCC (2019): The Institutional Investors Group on Climate Change; Open letter to EU leaders, 6th December 2019.
- [11] Renewable Energy Directive 2018/2001/EU; online unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.ENG&toc=OJ:L:2018:328:TOC

Auf dem Weg in eine nachhaltige Wasserstoffwirtschaft



Fraunhofer ISE

Prof. Dr. Christopher Hebling
christopher.hebling@ise.fraunhofer.de

Dr. Christoph Hank
christoph.hank@ise.fraunhofer.de

Mariusus Holst
mariusus.holst@ise.fraunhofer.de

Ombeni Ranzmeyer
ombeni.ranzmeyer@ise.fraunhofer.de

Kira Schlueter
kira.schlueter@ise.fraunhofer.de

DBFZ

Dr. Nora Szarka
nora.szarka@dbfz.de

DLR

Prof. Dr. Carsten Agert
carsten.agert@dlr.de

Dr. Hendrik Langnickel
hendrik.langnickel@dlr.de

KIT

Dr. Witold-Roger Poganietz
poganietz@kit.edu

UFZ

Prof. Dr. Daniela Thraen
daniela.thraen@ufz.de

Wuppertal Institut

Dr. Sascha Samadi
sascha.samadi@wupperinst.org

Der Klimawandel stellt uns vor die globale Herausforderung, auf fossile Energieträger zu verzichten. Die erfolgreiche Transformation des Energiesystems ist eine wesentliche Voraussetzung für eine vollständige Reduktion der Treibhausgase. Eine solche Transformation kann nur gelingen, wenn der fundamental neue Charakter des Systems erfasst und im abgeleiteten Rückschluss daraus der passende Pfad eingeschlagen wird. Im Kern lässt sich dieser neue Charakter als ein defossilisiertes, auf regenerativen Energien basierendes Energiesystem beschreiben.

In diesem Kontext steigt die Bedeutung von erneuerbar erzeugter elektrischer Energie und den ebenfalls erneuerbar erzeugten molekularen Energieträgern wie Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen auf Wasserstoffbasis. Diese molekularen Energieträger substituieren die größte Stärke der fossilen Energieträger, die hohe Energiedichten und gute Speichereffizienz, optimal. Die Herstellung von Wasserstoff und wasserstoffbasierten Energieträgern ist technisch seit langem möglich und die globale, großskalige und erneuerbare Erzeugung steht kurz bevor. Unterstützt durch entsprechend ausgestaltete politische Strategien und Roadmaps sowie durch industrielle Weiterentwicklungen, steht deren weltweiter Handel in den Startlöchern.

Die globale jährliche Wasserstoffnutzung summiert sich gegenwärtig auf ca. 70 Megatonnen (Mt) (~2.340 TWhLHV,H2 in 2018) (IEA, 2019). Aktuell wird diese Menge fast ausschließlich nicht-energetisch genutzt. Rund 95 % dieses Wasserstoffs werden aus fossilen Quellen generiert, wobei Erdgas mit über zwei Dritteln deutlich dominiert (IEA, 2019; Shell 2017). Diese fossil-basierten Herstellungspfade sind mit hohen Treibhausgasemissionen verbunden und tragen somit zu einem nennenswerten Anteil zur Anreicherung von Klimagasen in der Erdatmosphäre bei. Durch seine vielseitigen Anwendungsmöglichkeiten hat klimafreundlicher Wasserstoff das Potenzial, fossile Energieträger zu verdrängen. In den kommenden Jahrzehnten bis 2050 wird ein signifikanter Anstieg des Bedarfs erwartet. Für die Industrieregionen Europa, China, Japan, Korea und die Vereini-

gten Staaten prognostiziert das Hydrogen Council bis zum Jahr 2030 in Summe einen Anstieg des Wasserstoffbedarfs auf über 1080 Mt (36.000 TWhLHV,H2; (Hydrogen Council, 2020)).

Durch ein vom DBFZ entwickeltes Szenario-Tool¹⁾ mit über 150 Energieszenario-Studien und Daten aus 500 Szenarien lässt sich die Entwicklung von Studien in Deutschland betrachten, die Wasserstoff in ihren jeweiligen Szenarien berücksichtigen. Neben dem in den vergangenen Jahren zu verzeichnendem Anstieg auf dreimal so viele Studien im Vergleich zur vorhergehenden Dekade, lässt sich festhalten, dass sich der Fokus auf Wasserstoff mit steigenden Zielen zur Treibhausgasminimierung, stark intensiviert. Auch international rückt Wasserstoff zunehmend ins Zentrum der Transformation des Energiesystems. Angetrieben durch energie-, umwelt- und wirtschaftspolitische sowie industrielle und gesundheitliche Anreize wurde innerhalb der vergangenen Jahre eine beträchtliche Zahl an nationalen Strategiepapieren, Visionsdokumenten und Roadmaps von Regierungen und unterschiedlichen privaten Organisationen veröffentlicht, in denen Status-Quo-Analysen und Handlungsbedarfe herausgearbeitet, Ziele formuliert sowie Strategien und Abläufe entwickelt wurden, um dem eigenen Land den Weg in eine Wasserstoffwirtschaft zu ebnet. Staaten und private Investoren haben weltweit über USD 300 Mrd. für Wasserstoffprogramme in den Bereichen Produktion, Transport und Verteilung zugesagt (► *Abbildung 1*).

Die große Herausforderung besteht nunmehr darin, die für eine Wasserstoffwirtschaft notwendigen Wasserstoffmengen auf nachhaltigem Wege bereitzustellen und Treibhausgasemissionen, resultierend aus Produktion, Betrieb und Transport, zu minimieren. Diskutiert werden hierfür verschiedene Produktionspfade, welche sich zum Teil deutlich unterscheiden hinsichtlich der ökonomischen, aber auch der ökologischen Effizienz sowie dem jeweiligen technologischen Reifegrad ('Technology Readiness Level', TRL), dem Entwicklungspotenzial für die kommenden Jahre sowie der Skalierbarkeit für die notwendige großskalige Wasserstoffherzeugung.

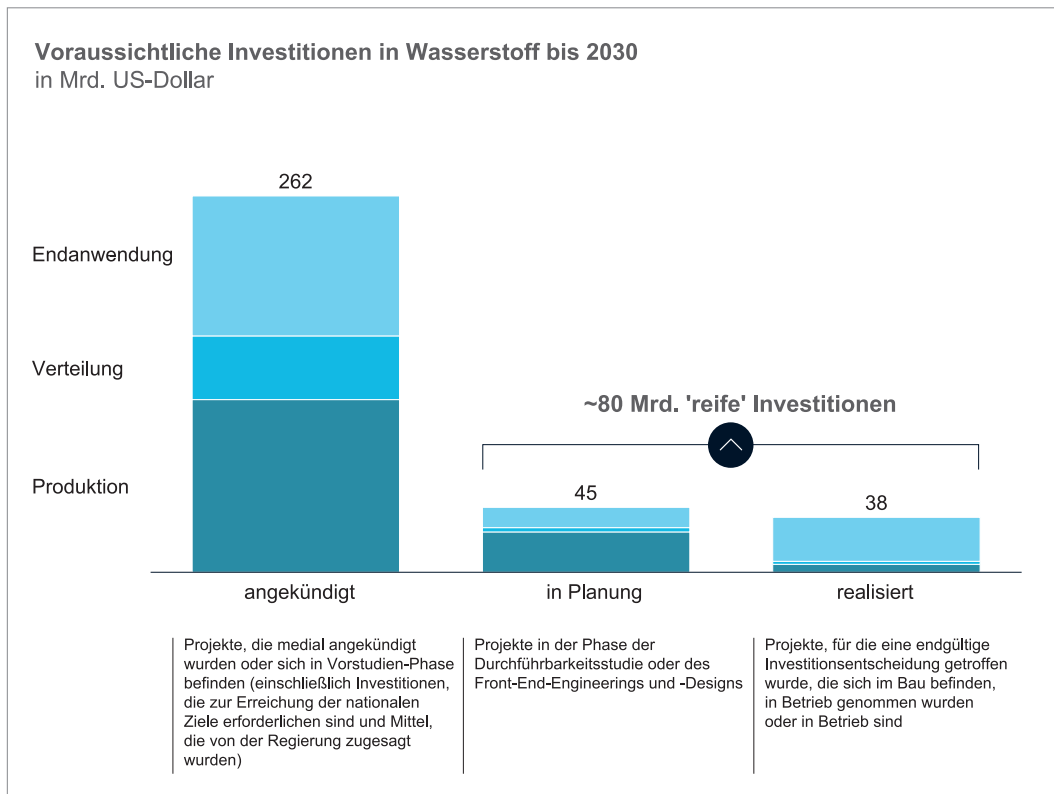


Abbildung 1
Angekündigte Investitionen zum Aufbau der Wasserstoffwirtschaft:
 Aufschlüsselung nach Reifegrad
 (Quelle: Hydrogen Council, 2021)

Neben zahlreichen Technologieoptionen mit einem vergleichsweise geringen TRL, wie beispielsweise der solarthermischen Wasserspaltung (TRL ~4) oder photoelektrochemischen Zellen (TRL ~3-4), befinden sich gegenwärtig vor allem folgende Prozesspfade für eine potenziell großskalige CO₂-arme Wasserstofferzeugung im Mittelpunkt wissenschaftlicher sowie industrietriebener Analysen und Weiterentwicklungen. Ebenso finden sie Erwähnung in zahlreichen politischen Roadmaps und Defossilisierungs-Strategien.

Blauer Wasserstoff

Der sogenannte blaue Wasserstoffpfad verbindet die herkömmliche Wasserstofferzeugung mittels Dampfreformierung von Erdgas mit einer CO₂-Abscheidung und nachfolgenden möglichst dauerhaften Speicherung, meist unterirdischen Sequestrierung ('Carbon Capture and Sequestration', CCS).

Vorteile dieses Vorhabens sind ein hohes TRL sowie die Skalierbarkeit. Nachteile sind die weiterhin vorhandenen THG-Emissionen in der Vorkette der Erdgasförderung, -aufbereitung und -bereitstellung sowie direkte CO₂-Restemissionen vor Ort aus dem Reformierungsprozess. Insbesondere die vielfach angestrebte 90% CO₂-Abscheiderate (IEAGHG, 2017) wird einerseits als technisch möglich angegeben, kann aber oftmals nicht oder nur unter deutlich erhöhten Wasserstoffgestehungskosten erreicht werden (Global Witness, 2022; PEMBINA, 2021; Hydro-

gen Council, 2020; Oni, A. O.; Anaya, K.; Giwa, T.; Di Lullo, G.; Kumar, A., 2022). Eine einheitliche Faktenlage zur möglichen CO₂-Abscheiderate für Anlagen im großskaligen Maßstab und während des kommerziellen Betriebs steht daher noch aus. Zudem erscheinen die auf globalem Maßstab theoretisch verfügbaren unterirdischen Speicherpotenziale für CO₂ einerseits zwar gigantisch. Andererseits reduzieren sich diese Potenziale auf eine Kleinmenge, wenn die Voraussetzungen eine konkrete technische und ökonomische Verfügbarkeit sowie keine Verwendung des CO₂ für die Tertiäre Ölgewinnung ('Enhanced Oil Recovery', EOR) sind. Aus gesellschaftlicher Perspektive ist eine Speicherung von CO₂ in stark besiedelten Regionen jedoch umstritten.

Türkiser Wasserstoff

Den Ansatz der Erdgaspyrolyse zur 'türkisen' Wasserstoffgewinnung zielt darauf ab den im Erdgas enthaltenen Kohlenstoff zu deponieren oder als Nebenprodukt in der fertigen Industrie zu vermarkten (Schneider, S.; Bajohr, S.; Graf, F.; Kolb, T., 2020). Die Kohlenwasserstoffpyrolyse könnte daher, wenn technisch ausgereift, zur großskaligen emissionsarmen Wasserstofferzeugung beitragen und gewann daher in den letzten Jahren in Forschung und Industrie zunehmend an Interesse. Sie wird insbesondere als eine Brückentechnologie für die kommenden zwei Jahrzehnte diskutiert. Allerdings befindet sich

mit der thermischen Hochtemperatur-Spaltung in einem Wanderbettreaktor ($> 1000\text{ }^{\circ}\text{C}$), dem Pyrolysekonzept mit dem potenziell am weitesten fortgeschrittenen TRL (~ 4) (Schneider, S.; Bajohr, S.; Graf, F.; Kolb, T., 2020; Machhammer, O.; Bode, A.; Hornmuth, W., 2015; DECHEMA, 2019), der Gesamtansatz auf einem noch nicht ausgereiften Gesamtniveau um zeitnah großmaßstäblich umgesetzt und marktwirksam zu werden. Weitere Nachteile dieses Prozesskonzept sind auch hier der Einsatz von fossilem Erdgas als Ausgangsrohstoff und die damit verbundenen CO_2 -Emissionen insbesondere in der Vorkette.

Wasserstoff aus Biomasse

Wasserstoff aus Biomasse kann sowohl in thermochemischen Verfahren als auch über biochemische Prozesse erfolgen.

Weil die Biomasepotenziale beschränkt sind, wird die Wasserstofferzeugung aus Biomasse als begrenzt angesehen. Hervorzuheben sind bei der thermochemischen Wasserstoffbereitstellung die Vergasung, die hydrothermale Umwandlung von speziell nassen biogenen Rest- und Abfallstoffen sowie die Reformierung von Intermediaten wie Biogas/Biomethan oder Alkoholen und die Methanpyrolyse. Biotechnologische Systeme, insbesondere mikrobielle Systeme haben das Potenzial, Wasserstoff effizient und unter geringem Energieverbrauch zu produzieren, weil die dabei ablaufenden Reaktionen unter Umgebungsbedingungen und ohne zusätzliche anorganische Katalysatoren ablaufen. (Forschungsnetzwerk Bioenergie, 2021).

Grüner Wasserstoff

Aus erneuerbarem Strom mittels Wasserelektrolyse erzeugter „grüner Wasserstoff“ stellt die Maxime der großskaligen und nachhaltigen Wasserstofferzeugung dar. Der Elektrolyseprozess selbst erzeugt keine direkten Treibhausgasemissionen oder andere umweltschädliche Reststoffe und der gesamte Energiegehalt des Endproduktes wird, anders als bei den fossil-basierten Wasserstoffpfaden, über erneuerbare Energien zugeführt.

Der grüne Wasserstoff aus Elektrolyseuren konkurriert am Markt mit erdgas-basiertem Wasserstoff. Aus diesem Grund hängt die Wirtschaftlichkeit der Elektrolyseure auch vom Erdgaspreis ab und ist derzeit noch nicht gegeben. Zudem wird erneuerbar erzeugter Strom insbesondere zu Beginn der globalen Energiewende in praktisch allen Sektoren des Energiesystems dringend benötigt und ist durch den teils schleppenden Ausbau ein rares Gut.

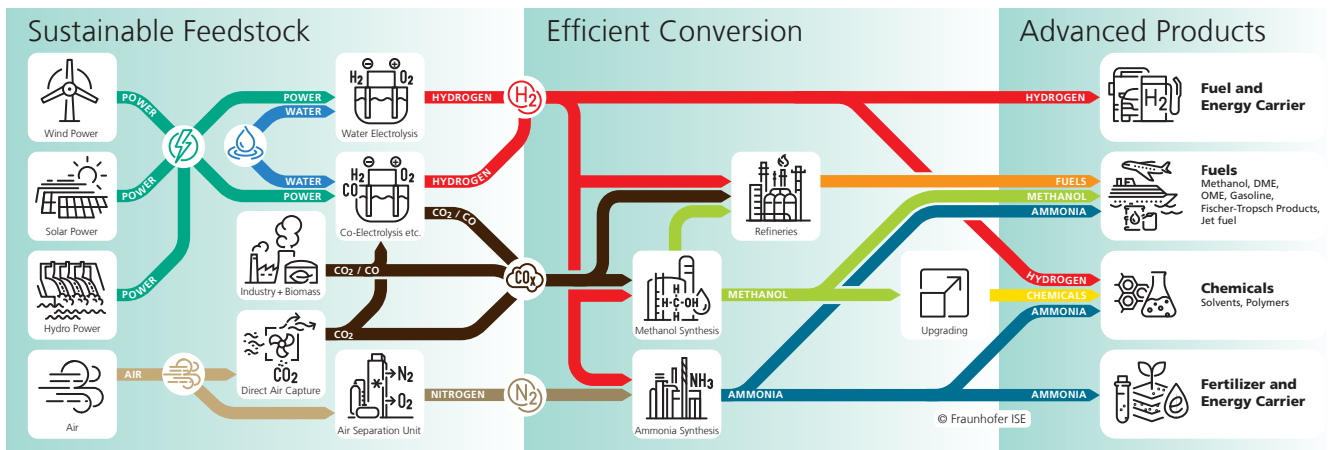
Mit Blick auf Deutschland kann ein nennenswerter Anteil des benötigten grünen Wasserstoffs zwar inländisch erzeugt werden und von kurzen Transportwegen profitieren, jedoch muss, je nach Entwicklung des zukünftigen Energiebedarfs und der eingeschlagenen Technologiepfade (Brennstoffzelle im Mobilitätsbereich, Zukunft des Verbrennungsmotors, Marktdurchdringung von Wärmepumpen, etc.), auch ein nennenswerter Anteil grünen Wasserstoffs und daraus gewonnenen Syntheseprodukten aus sonnen- und windreichen Ländern importiert werden, um den zukünftigen Bedarf zu decken (Deutsche Energieagentur, 2018; Fraunhofer ISE, 2020; Hank, C., 2020; EWI, 2021).

Weitere Herausforderungen der großskaligen, grünen Wasserstofferzeugung sind die bisher langen Planungs- und Umsetzungszeiten entsprechender Vorhaben. Hier gilt es insbesondere für die Politik ausreichend ambitionierte Zielvorgaben auszusprechen, Hemmnisse zu beseitigen, internationale Kooperationen einzugehen und entsprechende Handelsverträge auszugestalten.

Transport

Für den Langstreckentransport von Wasserstoff bieten sich verschiedene Technologie-Optionen an. Langfristig stellen Pipelines für den gasförmigen Wasserstofftransport die meistversprechende Möglichkeit für den großskaligen Transport über Strecken von mehreren hundert bis einigen tausend Kilometern dar. Sollte am Zielort reiner Wasserstoff benötigt werden, wäre eine Beimischung von Wasserstoff in das existierende Erdgasnetz unpraktikabel. Zwar gibt es erste Forschungsansätze, welche auf eine membranbasierte Abtrennung von Wasserstoff aus angereicherten Erdgasnetzen abzielen, jedoch sind diese nicht zeitnah einsatzbereit²⁾.

Für den leitungsgebundenen Transport reinen Wasserstoffs können jedoch einzelne Stränge existierender Erdgas-Pipelines umgewidmet werden. So kann Schritt für Schritt ein europäisches H_2 -Gasnetz aufgebaut werden. Von Seiten der Gasnetzbetreiber spiegelt sich dies im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 wider und ist bereits in Form eines Startnetzes in Planung (FNB, 2021; European Hydrogen Backbone, 2021). Innerhalb der europäischen IPCEI-Projekte können außerdem bereits erste konkrete Umsetzungen beobachtet werden. Der European Hydrogen Backbone Report 2021 schätzt die resultierenden Transportkosten solcher Vorhaben auf $0.11\text{--}0.21\text{ EUR/kgH}_2$ und 1000 km (European Hydrogen Backbone, 2021). Der Aufbau eines Versorgungsnetzes aus neuen, dedizierten Wasserstoff-Pipelines wird zwar



angestrebt, stellt sich jedoch erst ab kumulierten Einspeiseleistungen von mehr als 1 GW Elektrolysekapazität oder mehr (in Abhängigkeit von Wasserstoffgestehungskosten, -preis, Transportstrecke und Terrain) als potenziell wirtschaftlich dar. Für den Betrieb der oft stromnetzfernen Pipelines und der notwendigen Kompressor-Stationen sollte darauf geachtet werden, dass diese bestenfalls durch erneuerbaren Strom oder durch den transportierten Wasserstoff selbst versorgt werden.

Mittelfristig wird zudem angestrebt, Wasserstoff tiefkalt zu verflüssigen und in entsprechend isolierten Tanks bei deutlich erhöhter Energiedichte zu transportieren. Der notwendige Energiebedarf für die Verflüssigung sollte ebenso wie die Wasserstoffherzeugung möglichst über erneuerbare Energien bereitgestellt werden. Heutige Wasserstoffverflüssiger mit Kapazitäten von bis zu 15 t H₂ pro Tag weisen Werte von 10–12 kWh/kg pro kg H₂ auf (30–36% des H₂-Energiegehalts). Betrachtet man noch größere konzipierte und auch bestehende Verflüssigungsanlagen mit Kapazitäten von mehreren hundert Tonnen pro Tag, liegen niedrigere Energiebedarfe von 5,3–8,5 kWh/kg pro kg H₂ (16–26% des H₂-Energiegehalts) in einem realistischen Bereich der technischen Machbarkeit (Cardella, U.; Decker, L.; Sundberg, J.; Klein, H., 2017; D. Berstad, 2018). Erste schiffsbasierte Speichersysteme mit mehreren tausend Tonnen Kapazität sind für den Hochseetransport bereits zugelassen und deren kommerzieller Einsatz wird noch vor dem Jahr 2030 angestrebt³. Die Suiso Frontier, das weltweit erste Flüssigwasserstoffschiff im Pilotmaßstab, verkehrt bereits im Rahmen der Hydrogen Energy Supply Chain (HESC) zwischen Australien und Japan und transportiert rund ~90 t tiefkalt verflüssigten Wasserstoff.

Wasserstoff in chemischen Bindungen

Wasserstoff kann auch in chemische Bindungen eingelagert werden, was zu einer deutlich erhöhten volumetrischen Energiedichte führt. Die resultierenden Produkte können zudem in vielen existierenden Sektoren direkt oder nach entsprechenden technischen Anpassungen eingesetzt werden und dort zu deren Defossilisierung beitragen. Diese Möglichkeit stellt einen der zentralen Aspekte der Power-to-X (PtX) Kette dar (► *Abbildung 2*): Die Infusion nachhaltiger erneuerbarer Energie in existierende Energie- und Wirtschaftssektoren und eine so resultierende Verdrängung fossil basierter Energieträger und Primärstoffe.

Viel diskutierte PtX-Produkte sind hierbei Methanol, Ammoniak, Methan sowie Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC).

- Szenarioanalysen zeigen, dass Methanol von einem etablierten, großskaligen und daher kostengünstigen Transportprozess profitiert. Zudem ist Methanol weltweit eine wichtige Basis-Chemikalie der chemischen Industrie (Olah, G.A.; Goepfert, A.; Prakash, G.K.S., 2009; Bertau, M.; Offermanns, H.; Plass, L.; Schmidt, F.; Wernicke, H.J., 2014; Hank, C. et al., 2020). Ein Nachteil der Methanolsynthese kann an bestimmten Standorten die Abhängigkeit von einer Kohlenstoff-Quelle sein, welche insbesondere im Fall einer CO₂-Abscheidung aus der Atmosphäre nennenswert zu den Kosten beitragen kann. Zwar gibt es für die CO₂-basierte Methanolsynthese schon einige Pilotanlagen, jedoch befinden sich diese noch weit unter den Skalen einer großindustriellen konventionellen Methanolanlage.
- Ammoniak hingegen profitiert hier durch die ortsunabhängige Bereitstellung des benötigten Stickstoffs mittels erprobter Luftzerlegungsanlagen. Auch dieses PtX-Produkt kann auf eine etablierte und großskalig verfügbare Infrastruktur und einen effizienten Transport aufbauen (Demirel, Y.; Matzen M.; Alhajji, M., 2015).

Abbildung 2:
**Power-to-X (PtX)
Produktionskette**
(Quelle: Fraunhofer ISE)

- Synthetisches Methan benötigt, wie Methanol, eine Kohlenstoffquelle und zudem einen zusätzlichen Schritt zur Verflüssigung. Der hierdurch erhöhte Energiebedarf beeinflusst die Erzeugungskosten nachteilig (Hank, C. et al., 2020). Bisherige Konzepte für die auf Erneuerbaren basierende Methanisierung befinden sich noch in der Entwicklung. Als eine besondere Herausforderung für den Schritt in die großskalige Anwendung stellt sich die thermische Prozessführung bei Nutzung fluktuierender Erneuerbarer dar (Prognos AG, 2020; Bailera, M.; Lisbona, P.; Romeo, L. M.; Espatolero, S., 2017).
- Ein H₂-Transport in LOHC erscheint durch seine sichere Handhabung und stabile Einlagerung vielversprechend, leidet derzeit jedoch noch unter hohen Investitionskosten für die notwendige Anlageninfrastruktur und das LOHC-Medium selbst. Zudem benötigt die H₂-Abtrennung am Ende der LOHC-Transportkette einen nennenswerten Anteil des eingespeicherten Wasserstoffs zur thermischen Energiebereitstellung.

Speichertechnologien

Verschiedene Speichertechnologien bieten die Möglichkeit, die Speichereigenschaft fossiler Energieträger durch den Einsatz von Wasserstoff zu substituieren. Die diversen Technologien weisen starke Unterschiede in ihren jeweiligen Speicherdrücken, Investitionskosten und Einsatzgebieten auf. So stehen Gasdruck-, Flüssiggas- und LOHC-Tanks sowie Ammoniak klassischerweise im Kontext des Kurz- bzw. Langstreckentransports sowie der Distribution und eignen sich zur Zwischenspeicherung, während Untertagespeicher ihre Anwendung in der Kurz-, Mittel- und Langzeitspeicherung großer Volumina finden und nicht nur die Auswirkungen einer Dunkelflaute mildern können. (Wasserstoffoffensive Kreis Düren, 2021).

Aus physikalischer, praktischer und wirtschaftlicher Perspektive könnten bereits vorhandene Salzkavernenspeicher für die langfristige Speicherung von Wasserstoff herangezogen werden. Geeignete Kavernen sind hauptsächlich in den nördlichen Regionen Deutschlands gelegen und bieten ein Gesamtspeicherpotenzial von 26,5 TWh, jedoch ist darüber hinaus ein (Aus-)Bau anderweitiger Wasserstoffspeichermöglichkeiten, wie beispielsweise unterirdischer Rohre oder großer oberirdischer Tanks, in den südlicheren Regionen Deutschlands erforderlich (Michalski et al., 2017). Der Bau einer Forschungssalzkaverne⁴ zur Speicherung von bis zu sechs Tonnen reinen Wasserstoffes wird derzeit vorgenommen und soll Analysen des Einflusses von Ein- und Auslagerung auf die

Wasserstoff-Qualität ermöglichen. Darüber hinaus sind weitere Projekte gestartet, wie beispielsweise das ostfriesische Projekt H2Cast⁵), welche die Machbarkeit der großvolumigen Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen demonstrieren, sowie den operativen Speicherbetrieb mit Wasserstoff untersuchen sollen. Ein weiteres Projekt im Norden der Niederlande könnte im Jahr 2026 die Inbetriebnahme einer Salzkaverne zur Speicherung von Wasserstoff ermöglichen, im Jahr 2030 sogar eine Nutzung von bis zu vier Salzkavernen⁶).

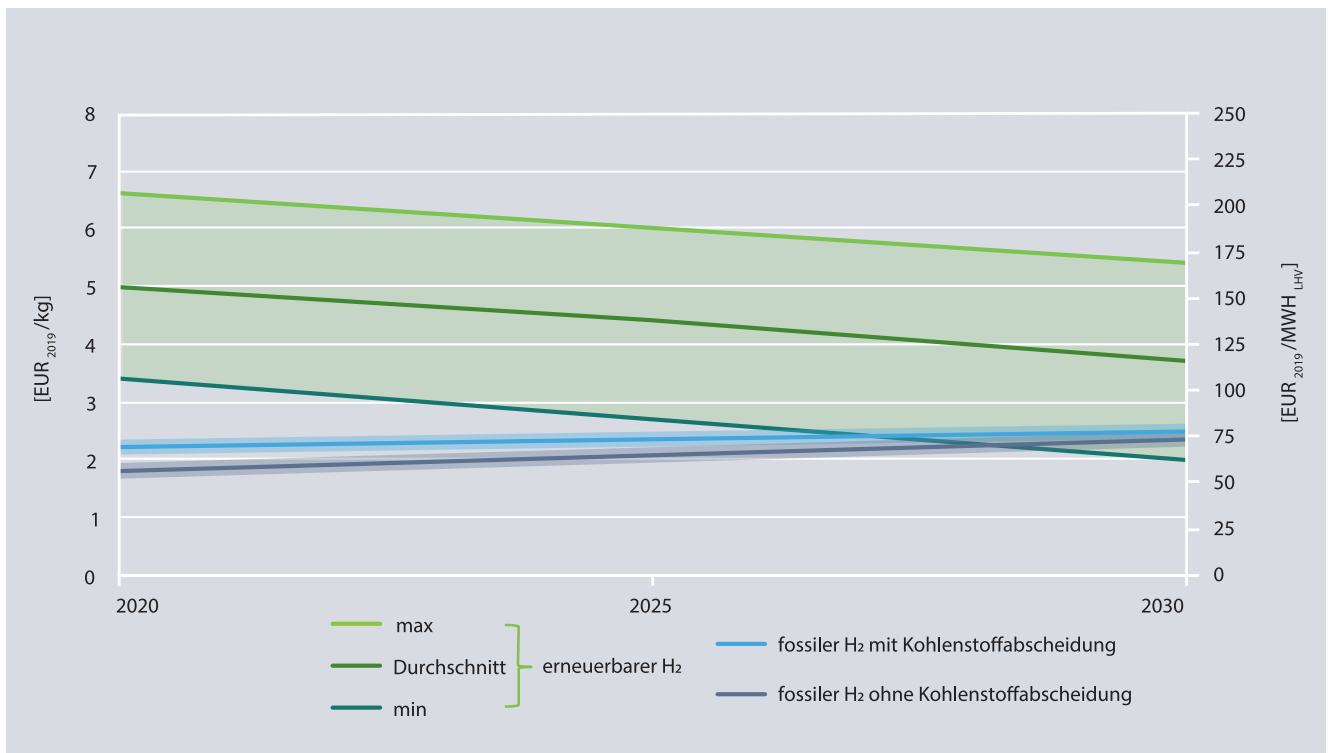
Produktionskosten

Die Herstellung grauen Wasserstoffs aus Erdgas⁷) ist ein etabliertes Verfahren und wird im Großmaßstab für die Wasserstoffversorgung der Industrie eingesetzt. Die Wasserstoffproduktionskosten liegen dabei – sofern „vor-Krisen“-Erdgaspreise betrachtet werden – im Bereich zwischen 1,5 bis 2,5 EUR/kg (IEA, 2019). Die Produktionskosten von grünem Wasserstoff aus erneuerbaren Energien sind gegenwärtig hingegen um ein Vielfaches höher (► *Abbildung 3*). Wasserstoff, produziert aus fluktuierenden, erneuerbaren Energien in Deutschland, kann zum gegenwärtigen Zeitpunkt für rund 4 bis 8 EUR/kg produziert werden. Die Produktionskosten werden dabei durch die Strombezugskosten und die Investitionskosten der Elektrolyse dominiert.

Die Nachfrage nach grünem Wasserstoff ist stark von den Kosten des fossilen Konkurrenzprodukts abhängig. Bisher war der deutliche Preisvorteil des fossilen Referenzprodukts grauer Wasserstoff neben der mangelnden Verfügbarkeit von großen Mengen grünen Wasserstoffs der Hauptgrund für eine eingeschränkte Nachfrage nach grünem Wasserstoff. Doch hier muss zum Zeitpunkt der Drucklegung darauf verwiesen werden, dass die gegenwärtige Preisexplosion der fossilen Energieträger, in den hier genannten Preisen noch nicht einberechnet wurde.

Für einen wirtschaftlichen Einsatz von grünem Wasserstoff ist eine starke Kostenreduktion erforderlich.

- Ein wichtiger Faktor ist dabei die Erhöhung der Elektrolysefertigungskapazität von Megawatt- auf Gigawattmaßstab.
- Durch Automatisierungen in der Fertigung und Lerneffekte bei gleichzeitiger Verbesserung der Leistungsdichte können Elektrolyseure in Zukunft deutlich günstiger hergestellt werden.
- Verbesserungen des Wirkungsgrades und der Lebensdauer von Elektrolysestacks tragen zu einer weiteren Kostenreduktion bei.
- Neben den Investitionskosten der Wasserstoffanlage haben die Strombezugskosten und die



durch diese beeinflusste Auslastung der Elektrolyse erhebliche Auswirkungen auf die Wasserstoffgestehungskosten. Für eine wirtschaftliche Wasserstoffherzeugung sind daher einerseits weitere Kostenreduktionen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen erforderlich, andererseits ist ein starker Ausbau der Erneuerbaren wesentlich, um die Strombezugskosten am Markt für Elektrolyseure zu reduzieren.

- Die Stromgestehungskosten werden zudem durch den Anlagenstandort beeinflusst. Standorte mit einer hohen solaren Einstrahlung und/oder einer hohen mittleren Windgeschwindigkeit führen einerseits zu geringen Stromgestehungskosten, erhöhen andererseits die Auslastung der Elektrolyse. Obwohl insbesondere der Norden Deutschlands mit hohen Windgeschwindigkeiten gute Voraussetzungen für eine Wasserstoffproduktion vorweist, ist das Ausbaupotenzial für Elektrolyseanlagen im Gigawattmaßstab begrenzt, da zusätzliche Stromproduktion in Deutschland primär zur Deckung der steigenden (direkten) Stromnachfrage benötigt wird.

Wasserstoffimport

Aufgrund der hohen Mengen an erforderlichem Wasserstoff wird daher über den Import grünen Wasserstoffs und dessen Derivate aus anderen Regionen mit besserem EE-Potenzial nachgedacht.

Der Aufbau internationaler Wasserstoffversorgungsketten ist anfangs mit hohen wirtschaftlichen Risiken verbunden, die die Investitionsbereitschaft stark reduzieren.

Um dem entgegenzuwirken, wurde 2021 die H2Global-Stiftung gegründet, mit dem Ziel, internationale Wasserstoffversorgungsketten zu etablieren und gleichzeitig die Investitionsrisiken durch Abnahmeverträge zu reduzieren. Der produzierte Wasserstoff (bzw. sein Derivat) wird anschließend an deutsche und europäische Unternehmen höchstbietend verkauft. Da jedoch zu erwarten ist, dass sich aufgrund der anfänglich hohen Produktionskosten eine Differenz zwischen Einkauf und Verkauf ergibt, werden die Verluste durch die H2Global-Stiftung ausgeglichen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz hat hierfür EUR 900 Mio. bereitgestellt.⁸⁾ Kostensenkung bei der Produktion von grünem Wasserstoff sowie möglicherweise auch Kostensteigerungen bei der Produktion von fossilem Wasserstoff reduzieren dabei die Kostendifferenz im Laufe der Jahre.

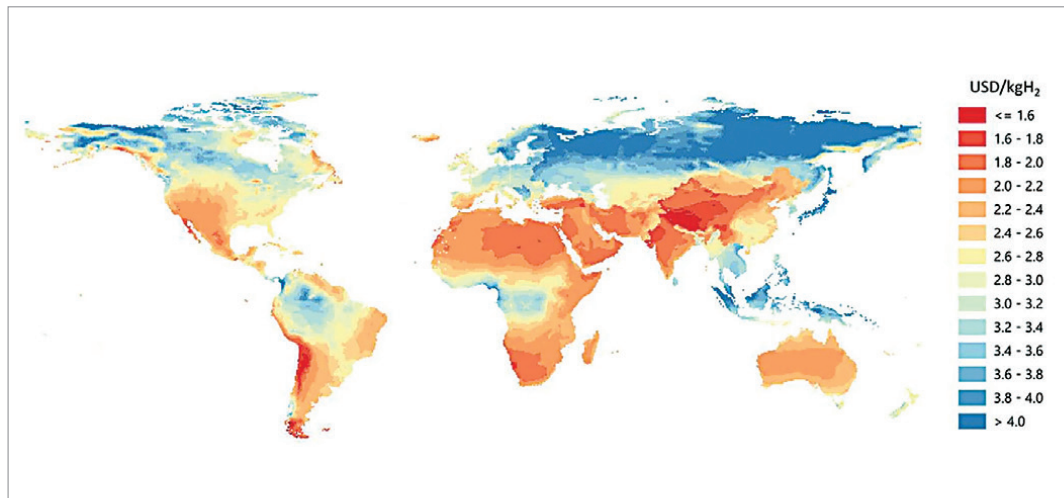
Abbildung 3:

Vergleich der Produktionskosten:

- grün: für erneuerbaren Wasserstoff
- blau: für fossilen Wasserstoff mit und ohne Kohlenstoffabscheidung

(Quelle: nach Agora 2021).

Abbildung 4:
Produktionskosten für grünen Wasserstoff:
 Langfristige
 Produktionskosten
 für Wasserstoff auf
 Basis von PV und
 Onshore-Windkraft
 (in USD/kgH₂)
 (Quelle: IEA, 2019).



Gerade beim aktuell⁹⁾ stark gestiegenen Beschaffungspreis für Erdgas, welcher die Kosten für fossilen Wasserstoff dominiert, kann angenommen werden, dass er einige Jahre auf hohem Niveau verweilt und so die Differenzkosten zu grünem Wasserstoff entscheidend reduziert werden. In jedem Fall ist mit weiter steigenden Preisen von CO₂-Emissionszertifikaten zu rechnen. Durch eine Verknappung der Zertifikate konnte bereits in den letzten Jahren ein starker Kostenanstieg beobachtet werden, so stiegen die Kosten für CO₂-Emissionszertifikate von rund 40 EUR/Tonne im Februar 2021 auf über 90 EUR/Tonne im Februar 2022.¹⁰⁾

Regionen mit hohen Erneuerbaren-Potenzialen und geringer Bevölkerungsdichte sind der Schlüssel zu niedrigen Wasserstoffgestehungskosten. Hohe Potenziale werden unter anderem der MENA-Region, Australien und der chilenischen Atacamawüste zugesprochen (► *Abbildung 4*). Der Aufbau der Importketten stellt dabei eine Herausforderung dar. Unter anderem müssen die Produktionskapazitäten in diesen Ländern deutlich gesteigert werden, um einen wirtschaftlichen Import per Schiff oder Pipeline (aus der MENA-Region) darstellen zu können. Andererseits müssen Export- und Import-Infrastrukturen erst noch geschaffen werden.

Fazit

Alle europäischen und deutschen Systemstudien stufen Wasserstoff und seine Syntheseprodukte als notwendig ein, um die bestehenden Klimaziele zu erreichen. Hierbei werden Elektrolyseure für die Gewinnung von grünem Wasserstoff unabdingbar sein.

Hohe Bedarfe an grünem Wasserstoff ergeben sich in der Industrie vor allem im Zusammenhang mit der Stahlproduktion, der Ammoniaksynthese und in weiteren Bereichen der chemischen Industrie, und darüber hinaus im Transportsektor, hierbei vor allem in den Bereichen des internationalen Flug- und Schiffsverkehrs sowie im Schwerlasttransport. Im Gebäudesektor wird laut einiger Studien mittelfristig ebenfalls ein Wasserstoffbedarf bestehen.

Notwendig für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft sind Transport- und Speicherinfrastrukturen, technische und organisatorische Maßnahmen zur Kostensenkung, einheitliche Richtlinien und Regeln als Leitplanken auf EU-Ebene sowie internationale Kooperationen zum Import von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern auf Wasserstoffbasis.

Die großskalige Erzeugung von Wasserstoff und wasserstoffbasierten Energieträgern befindet sich in den Anfängen der globalen Umsetzung. Deren weltweiter Handel würde, unterstützt durch entsprechend ausgestaltete politische Strategien, Instrumente (siehe H2Global-Stiftung) und Roadmaps, die Epoche der globalen Wasserstoffwirtschaft einläuten. Die sektorübergreifende große Bedeutung von Wasserstoff erfordert Verlässlichkeit und Sicherheit in der Versorgung mit Wasserstoff. Der Bau einer europäischen Systeminfrastruktur mit umfangreichen Kapazitäten an erneuerbaren Energien, großskaligen Elektrolyseuren, Transportschiffen und Pipelines für den überregionalen Wasserstofftransport sowie neuen oder umgewidmeten Rückverstromungs-Kraftwerken und Kavernen zur saisonalen Wasserstoffspeiche-

rung, ist ein essenzielles Element zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit in unseren Wirtschaftssektoren und muss, gerade in Anbetracht der gegenwärtigen geopolitischen Entwicklung, mit oberster Priorität vorangetrieben werden.

Quellverzeichnis

1. IEA, 2019
International Energy Agency IEA, 2019. The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. International Energy Agency IEA, Paris
2. Shell, 2017
Shell Deutschland Oil GmbH. 2017, Shell Hydrogen Study. Energy of the Future? Sustainable Mobility through Fuel Cells and H₂.
3. Hydrogen Council, 2020
Hydrogen Council, „Path to hydrogen competitiveness. A cost perspective“, 2020
4. Hydrogen Council, 2021
Hydrogen Council, „Hydrogen Insights A perspective on hydrogen investment, market development and competitiveness“, 2021
5. IEAGHG, 2017
IEAGHG, Techno-economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydrogen Plant with CCS, 2017
6. Global Witness, 2022
Global Witness, „HYDROGEN'S HIDDEN EMISSIONS Shell's misleading climate claims for its Canadian fossil hydrogen project“, 2022
7. PEMBINA, 2021
PEMBINA institute, „Carbon intensity of blue hydrogen production, Accounting for technology and upsteam emissions“, 2021
8. Oni, A. O.; Anaya, K.; Giwa, T.; Di Lullo, G.; Kumar, A., 2022
Oni, A. O.; Anaya, K.; Giwa, T.; Di Lullo, G.; Kumar, A., „Comparative assessment of blue hydrogen from steam methane reforming, autothermal reforming, and natural gas decomposition technologies for natural gas-producing regions“, 2022
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115245>
9. Schneider, S.; Bajohr, S.; Graf, F.; Kolb, T., 2020
S. Schneider, S. Bajohr, F. Graf, and T. Kolb, „State of the Art of Hydrogen Production via Pyrolysis of Natural Gas,“ ChemBioEng Reviews, vol. 7, no. 5, pp. 150–158, 2020, <https://doi.org/10.1002/cben.202000014>
10. Machhammer, O.; Bode, A.; Hormuth, W., 2015
O. Machhammer, A. Bode, and W. Hormuth, „Ökonomisch/ökologische Betrachtung zur Herstellung von Wasserstoff in Großanlagen“ Chemie Ingenieur Technik, vol. 87, no. 4, pp. 409–418, 2015, <https://doi.org/10.1002/cite.201400151>
11. DECHEMA, 2019
DECHEMA, Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie, „Roadmap Chemie 2050: Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland“, 2019
12. Deutsche Energieagentur, 2018
Deutsche Energieagentur, „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050“, 2018
13. Fraunhofer ISE, 2020
Fraunhofer ISE, „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem, Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen“, 2020
14. Hank, C., 2020
Hank, C., „Techno-economic and environmental assessment of Power-to-Liquid processes“, 2020
15. EWI, 2021
Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2021). dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena)
16. FNB, 2021
FNB Gas, „Netzentwicklungsplan Gas 2022 – 2032 Szenariorahmen“, 2021
17. European Hydrogen Backbone, 2020
Wang, A.; van der Leun, K.; Peters, D.; Buseman, M. „European Hydrogen Backbone How a dedicated hydrogen infrastructure can be created“, 2020
18. European Hydrogen Backbone, 2021
Jens, J.; Wang, A.; van der Leun, K.; Peters, D.; Buseman, M., „Extending the European Hydrogen Backbone A european hydrogen infrastructure vision covering 21 countries“, 2021
19. Cardella, U.; Decker, L.; Sundberg, J.; Klein, H., 2017
Int. J. Hydrogen Energy, 2017, 42(17), 12339-12354
20. Berstad, D., 2018
D. Berstad, „Technologies for Hydrogen Liquefaction“, Gasskonferansen, Trondheim, 11 April, Trondheim, 2018
21. Olah, G.A.; Goepfert, A.; Prakash, G.K.S., 2009
J. Org. Chem. 2009, 74, 2, 487–498

- <https://doi.org/10.1021/jo801260f>
22. Bertau, M.; Offermanns, H.; Plass, L.; Schmidt, F.; Wernicke, H.J., 2014
Bertau, M.; Offermanns, H.; Plass, L.; Schmidt, F.; Wernicke, H.J., „Methanol: The Basic Chemical and Energy Feedstock of the Future“, ed. M. Bertau, H. Offermanns, L. Plass, F. Schmidt and H.-J. Wernicke, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2014
 23. H2Global, 2021
Präsentation „Die weltweite Energiewende gestalten“. H2 Global, August 2021.
 24. Hank, C. et al., 2020
C. Hank et al., „Energy efficiency and economic assessment of imported energy carriers based on renewable electricity, Sustainable Energy & Fuels“, 2020, Advance Article
 25. Demirel, Y.; Matzen M.; Alhajji, M., 2015
Demirel, Y.; Matzen M.; Alhajji, M., J. Adv. Chem. Eng., 2015, 5(3), 128.
 26. Prognos AG, 2020
Prognos AG (2020): Transformationspfade und regulatorischer Rahmen für synthetische Brennstoffe.
 27. Bailera, M.; Lisbona, P.; Romeo, L. M.; Espatolero, S., 2017
Bailera, M.; Lisbona, P.; Romeo, L. M.; Espatolero, S., „Power to Gas projects review: Lab, pilot and demo plants for storing renewable energy and CO₂.“, 2017, Renewable and Sustainable Energy Reviews 69292–312. doi: 10.1016/j.rser.2016.11.130.
 28. Wasserstoffoffensive Kreis Düren, 2021
Kreis Düren, „Wasserstoff Offensive Kreis Düren“, 2021
 29. Michalski et al., 2017
Michalski et al., „Hydrogen generation by electrolysis and storage insalt caverns: Potentials, economics and systems aspects with regard to the German energy transition“, 2017
<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.02.102>
 30. Agora, 2021
Agora Energiewende and Guidehouse (2021): Making renewable hydrogen cost-competitive: Policy instruments for supporting green H₂. Conclusions drawn by Agora Energiewende. In: Agora Energiewende and Guidehouse (2021): Making renewable hydrogen cost-competitive: Policy instruments for supporting green H₂.

31. Forschungsnetzwerk Bioenergie, 2021
BMWi-Forschungsnetzwerk Bioenergie: „Stellungnahme Biomasse und Bioenergie als Teil der Wasserstoffwirtschaft“, 2021

Fußnoten

- 1) <https://www.dbfz.de/forschung/forschungsinfrastruktur> (09.03.2022)
- 2) <https://www.membrane-separation.com/en/media/press-releases/extracting-hydrogen-from-natural-gas-networks-147522.html>
- 3) <https://www.dnv.com/news/dnv-awards-ict-aip-for-new-liquid-hydrogen-membrane-containment-system-202079>
<https://www.h2-view.com/story/south-korean-consortium-gains-approval-in-principle-for-liquid-hydrogen-tank-for-ships/>
- 4) <https://www.ewe.com/de/zukunft-gestalten/wasserstoff/wasserstoff-speichern> (09.03.2022)
- 5) <https://h2cast.com/de> (09.03.2022)
- 6) <https://www.gasunie.nl/en/news/successful-start-of-hydrogen-storage-demonstration-project-strengthens-hydrogen-development> (09.03.2022)
- 7) Zum aktuellen Zeitpunkt (März 2022) muss allerdings darauf verwiesen werden, dass durch die aktuell stattfindende Preisexplosion der fossilen Energieträger, die hier genannten Preise für grauen Wasserstoff unter einem sehr viel günstigeren Preisniveau ermittelt wurden.
- 8) <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/12/20211223-900-millionen-euro-fuer-wasserstoffprojekt-h2global.html> (09.03.2022)
- 9) Zum aktuellen Zeitpunkt (März 2022) muss darauf verwiesen werden, dass fossile Energieträger momentan eine Preisexplosion erfahren und der Markt ausgesprochen volatil ist. Diese Unsicherheit wird wahrscheinlich den globalen Ausbau und Handel erneuerbarer Energien und Energieträger beschleunigen.
- 10) <https://www.boerse.de/rohstoffe/Co2-Emissionsrecht/Preis/XC000A0C4KJ2> (09.03.2022)

Wasserstoff als zentraler Baustein der Sektorenkopplung

Eine zentrale Herausforderung für das zukünftige CO₂-neutrale Energiesystem ist, wie mit regenerativer Energie bei möglichst geringen Gesamtsystemkosten ein zu allen Zeiten stabiler Systembetrieb gewährleistet werden kann. Strom aus erneuerbaren Energien (EE) wird dann die wichtigste Primärenergie sein und die Strombereitstellung wird aufgrund wechselnder meteorologischer Bedingungen stark über die Zeit variieren.

Dies wird dazu führen, dass etwa zur Hälfte der Zeit ein Stromüberangebot vorliegen wird. Diese Entwicklung lässt sich schon heute in Gegenden mit einem hohen Anteil an erneuerbarer Stromerzeugung beobachten, beispielsweise in der windkraftreichen Modellregion für das Forschungsprojekt *enera* im Nordwesten Deutschlands [1]. Insgesamt konnten in Deutschland im Jahr 2019 rund 6,5 TWh elektrischer Energie nicht genutzt werden, da eine Abregelung von erneuerbaren Energieanlagen erforderlich war [2]. Andererseits wird es im zukünftigen Energiesystem Zeiten geben, in denen keine ausreichende Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Quellen zur Verfügung steht. Der Extremfall ist hier die sogenannte Dunkelflaute, also ein längerer Zeitraum ohne nennenswerte Beiträge aus Solar- und Windenergie. Für diese Phasen müssen Erzeugungskapazitäten in der Größenordnung der Spitzenlast bereitgehalten werden [3].

Das Energiesystem der Zukunft erfordert daher neben Flexibilitätsoptionen einen Langzeitspeicher, der in der Lage ist, diese Schwankungen aufzufangen. Aufgrund der großen erforderlichen Speicherkapazität von deutlich über 100 TWh kommen dafür nur chemische Energiespeicher infrage. Wasserstoff, der aus erneuerbarem Strom hergestellt wird, kann diese Funktion übernehmen und als Energieträger bei der Kopplung der einzelnen Sektoren eine Schlüsselrolle spielen [4]. Durch den Transport in Pipelines kann Wasserstoff zudem für einen räumlichen Ausgleich von Energieangebot und -nachfrage sorgen. Wasserstoff wird somit als stofflicher Energieträger neben erneuerbarem Strom zur zweiten Säule des zukünftigen Energiesystems.

Im Rahmen der Sektorenkopplung wird Wasserstoff das Bindeglied zwischen Energiewirtschaft und Verbrauchssektoren sein und in vielen Branchen eine zentrale Rolle für das Erreichen der CO₂-Neutralität einnehmen, wie zum Beispiel:

- zur Defossilisierung nicht elektrifizierbarer Industrieprozesse (z. B. Stahl- und Glasindustrie)
- als Edukt in der Chemieindustrie und zur Produktion von synthetischen Kraftstoffen
- als Kraftstoff im Verkehrssektor, vor allem für den Schwerlastverkehr
- als Brennstoff im Wärmesektor
- im Stromsektor für den zeitlichen und räumlichen Ausgleich der erneuerbaren Stromerzeugung

Die klimaneutrale und gesellschaftlich tragfähige Ausgestaltung des zukünftigen Energiesystems wird an den FVEE-Instituten intensiv erforscht. Im Folgenden werden dazu einige Forschungsaktivitäten zur Sektorenkopplung mit Wasserstoff vorgestellt:

Das DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme entwickelt innovative Konzepte und dezentrale Technologien zur saisonalen Energieverschiebung. Damit wird unter anderem die zentrale Frage adressiert, wie ein ganzjährig stabiler Systembetrieb mit regenerativer Energie unter Minimierung des Bedarfs an konventionellen Kraftwerken in der Backup-Infrastruktur sichergestellt werden kann.

Diese übergeordnete Fragestellung lässt sich in drei wesentliche Forschungsfragen gliedern:

1. Wie sehen mögliche saisonale Energiespeicheroptionen im > 100-TWh-Bereich aus und welche Anforderungen ergeben sich daraus an die Infrastruktur?
2. Welche Konzepte und Anforderungen an Energienetze (Strom, Gas, Wärme) und Verteil-Infrastruktur ergeben sich aus der dezentralen Wasserstoff-Rückverstromung unter Wärmenutzung – und kann das bestehende Erdgasnetz für die Wasserstoff-Nutzung ertüchtigt werden?
3. Welche technologischen Entwicklungen sind zur effizienten dezentralen Wasserstoff-Rückverstromung (unter Nutzung der Abwärme) erforderlich?



DLR

Andreas Rosenstiel
andreas.rosenstiel@dlr.de

Dr. Martin Vehse
martin.vehse@dlr.de

Fraunhofer ISE

Dr. Christoph Kost
christoph.kost@ise.fraunhofer.de

Christopher Voglstätter
christopher.voglstatter@ise.fraunhofer.de

ISFH

Florian Peterssen
f.peterssen@isfh.de

KIT

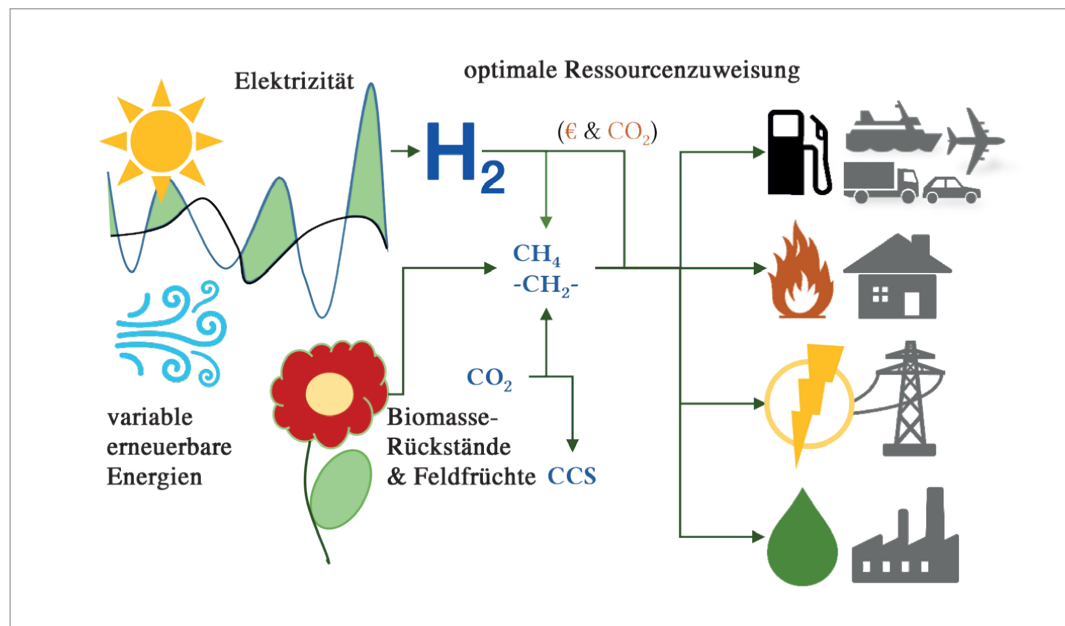
Prof. Dr. Thomas Kolb
thomas.kolb@kit.edu

UFZ

Frazer Musonda
frazer.musonda@ufz.de

Prof. Dr. Daniela Thraen
daniela.thraen@ufz.de

Abbildung 1:
Kostenoptimale Nutzung von Potenzialen an erneuerbarem Wasserstoff und Biomasse zur Produktion von erneuerbaren Chemikalien und Kraftstoffen [12]
 (Quelle: Studie des UFZ)



Saisonale Speicherung von Wasserstoff

Zur Thematik „Saisonale Energiespeicher und Infrastruktur“ wird im Rahmen des Forschungsprojekts *HyCavMobil (Hydrogen Cavern for Mobility)* die Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen erforscht [5, 6]. Im Gegensatz zu den fossilen Energieträgern bringt Wasserstoff aufgrund seiner Flüchtigkeit neue technische Herausforderungen mit sich. Für die spätere Rückverstromung mit Brennstoffzellen muss außerdem die notwendige Reinheit des Wasserstoffes sichergestellt und daher mögliche Verunreinigungsprozesse durch die Kavernen-Speicherung untersucht werden. Für diese Untersuchungen steht im Projekt in Rüdersdorf bei Berlin eine von europaweit nur zwei Versuchssalzkavernen zur Speicherung von Wasserstoff zur Verfügung.

Eine andere Möglichkeit der großskaligen Speicherung von Energie wird am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) erforscht. Das Projekt *MethQuest* verfolgt den Ansatz, Wasserstoff aus erneuerbarem Strom mit CO₂ zu Methan umzusetzen [7]. Der große Vorteil der Methanisierung ist, dass das so erzeugte SNG (Substitute Natural Gas) ohne Einschränkung und erforderliche Anpassungen in der bestehenden Erdgasinfrastruktur eingesetzt und mit Biogas gemischt werden kann. Somit kann fossiles Erdgas schrittweise durch erneuerbares Gas ersetzt werden. Zusätzlich kann Abwärme aus der Methanisierung ins Wärmenetz eingespeist und lokal genutzt werden. Das so erzeugte SNG kann in allen Sektoren direkt eingesetzt werden, auch als Kraftstoff für Fahrzeuge und Schiffe (CNG, LNG). Außerdem kann SNG in modernen Gas-Kraftwerken oder lokalen BHKW mit

hohen Wirkungsgraden zur Rückverstromung verwendet werden und so wesentlich zur bedarfsgerechten Bereitstellung von erneuerbarem Strom beitragen. Ein wesentlicher Vorteil dieses Konzepts ist die sofortige Nutzungsbereitschaft, da auf einer existierenden Infra- und Nutzerstruktur aufgebaut wird. Dadurch können schon in einer frühen Phase Treibhausgasemissionen in allen Sektoren eingespart werden.

Wasserstoff im Strom- und Wärmesektor

Ideale Bedingungen für das Erproben von Technologien der Energiewende finden sich im Nordwesten Deutschlands. Zum einen gibt es dort einen hohen Anteil an Windkraft und damit zu vielen Zeiten einen Überschuss an erneuerbarer Energie in den Stromnetzen der Region. Außerdem sind saisonale Speichermöglichkeiten in Form von Kavernenspeichern vorhanden. Im Forschungsprojekt *H2-ReNoWe (Wasserstoffregion Nord-West-Niedersachsen)* wird der Fokus auf sogenannten grünen, also nachhaltig erzeugten Wasserstoff gelegt. Innerhalb des Projekts soll ein Beitrag für die nachhaltige Wasserstoffwirtschaft in der Region Wesermarsch geleistet werden, indem das Druckluft-Energiespeicher-Kraftwerk Huntorf in eine CO₂-vermeidende Betriebsweise mit Wasserstoff überführt wird. Dabei werden u. a. die Erzeugung und Speicherung erneuerbarer Energien sowie deren Einfluss auf die Stromversorgung erforscht. Die bestehende Infrastruktur im Kraftwerk Huntorf wird dafür genutzt und erweitert, sodass die entwickelten Szenarien direkt vor Ort simuliert und erprobt werden können.

Zum Thema „Dezentrale Rückverstromung und Wärmeerzeugung“ werden am DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme innovative Möglichkeiten zur dezentralen Sektorenkopplung und neue saisonale Flexibilitätsoptionen untersucht. Im Forschungsprojekt *EVer (Energie und Verkehr)* werden z. B. technologische Lösungen für die Kopplung der Energiesektoren Strom und Wärme mit dem Verkehrssektor erforscht [8]. Im Fokus dieser Arbeiten steht die Frage, welche technologischen Entwicklungen zur Nutzung von wasserstoffbetriebenen (mobilen) Brennstoffzellen-Systemen als dezentrale Rückverstromungsoption erforderlich sind und wie sich die Abwärme bei der Rückverstromung effizient nutzen lässt. Dazu werden Fahrzeugkonzepte und Technologien an der Schnittstelle zwischen Fahrzeug und Stromnetz entwickelt. Im Falle von Brennstoffzellenfahrzeugen lässt sich durch die anfallende Abwärme zudem eine Schnittstelle zum Wärmesektor herstellen.

Wasserstoff als Rohstoff in der Industrie

Neben seiner Rolle als Brennstoff für Hochtemperaturprozesse, wie beispielsweise in der Glasindustrie und als Reduktionsmittel für die Stahlindustrie, ist Wasserstoff bereits heute ein wichtiger Rohstoff in der chemischen Industrie. Wenn in Zukunft fossile Rohstoffe aus der Versorgungskette wegfallen, wird der Bedarf an Wasserstoff in der Chemieindustrie weiter zunehmen.

Am Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung (UFZ) wird im Rahmen des Projektes *SYMOBIO (Systemisches Monitoring und Modellierung der Bioökonomie)* untersucht, wie grüner Wasserstoff in Kombination mit verfügbarer Biomasse für die Produktion von Grundchemikalien und Kraftstoffe genutzt werden kann [9]. In einer detaillierten Systemmodellierung wurde dabei ermittelt, wie verfügbare Ressourcen dafür möglichst kostenoptimal zur Erreichung der Klimaschutzziele eingesetzt werden können (► *Abbildung 1*). Dadurch ist es möglich zu ermitteln, welche fossil-produzierten Grundchemikalien aus volkswirtschaftlicher Sicht zuerst durch erneuerbare Chemikalien ersetzt werden könnten.

Bedeutung von Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem

Am Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) und am Institut für Solarenergieforschung in Hameln (ISFH) werden techno-ökonomische Systemstudien durchgeführt, um kostenoptimale Transformationspfade hin zu einem CO₂-neutralen Energiesystem zu ermitteln [10]. Randbedingungen bei der Modellierung des Energiesystems sind dabei die Einhaltung der gesetzten Klimaschutzziele und die Gewährleistung der Energieversorgung. Das Fraunhofer ISE und das ISFH kommen in ihren Analysen zu dem Ergebnis, dass Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem eine zentrale Rolle einnehmen wird.

► *Abbildung 2* zeigt die Entwicklung der Nachfrage in den Sektoren und die Wasserstoffbereitstellung für das sogenannte Referenzszenario in der Studie des Fraunhofer ISE, das inzwischen auf das Ziel Klimaneutralität 2045 angepasst wurde [10]. Dabei zeigt

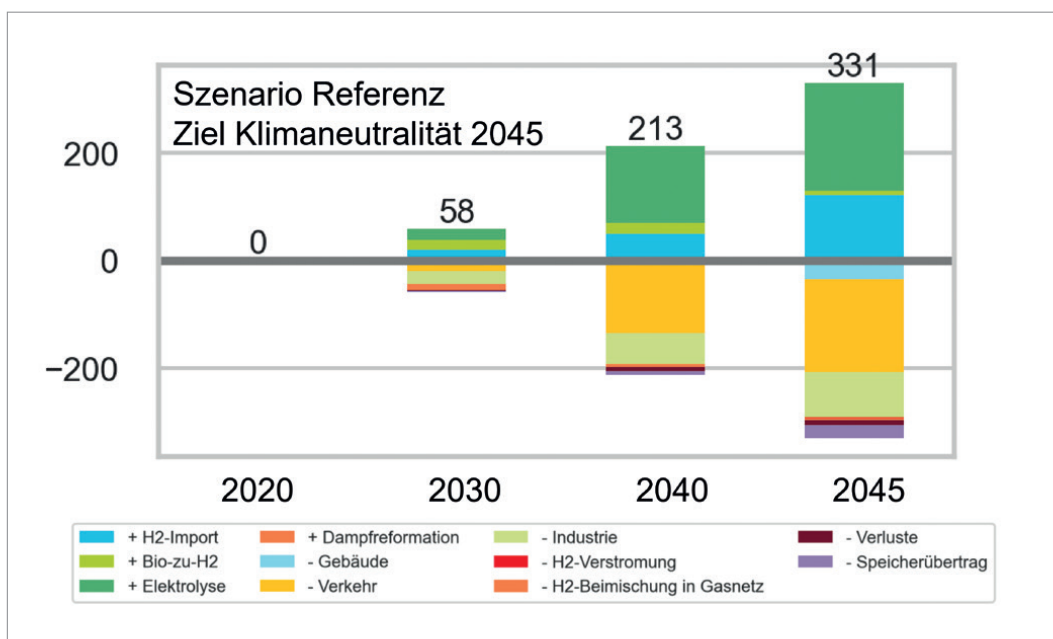
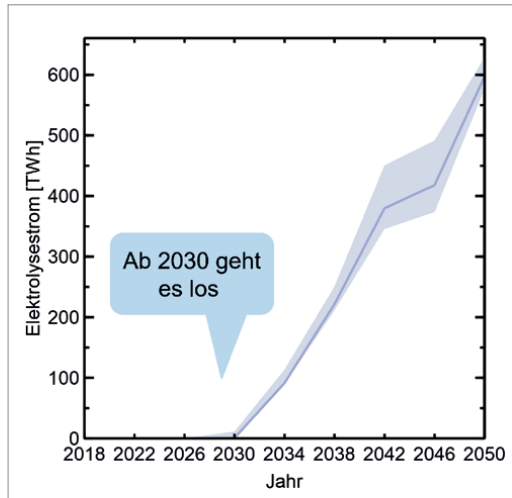


Abbildung 2:
Wasserstoffbereitstellung und Wasserstoffverbrauch:
Entwicklung in den einzelnen Sektoren (in TWh), nach einer techno-ökonomischen Systemmodellierung des Fraunhofer ISE [10].

Abbildung 3:

Stromeinsatz für die Elektrolyse:

Entwicklung nach einer techno-ökonomischen Systemmodellierung des ISFH



stoffen benötigt wird. Es wird erwartet, dass etwa 400 TWh durch inländische Produktion gedeckt und 800 TWh Wasserstoff importiert werden. ► **Abbildung 3** zeigt die erwartete Entwicklung des Stromeinsatzes für die Elektrolyse in Deutschland mit einem deutlichen Anstieg ab 2030.

Abbildung 4:

Zwischenergebnis der Konzeptentwicklung einer Wasserstoff-Modellregion im Rahmen einer Hyexperts-Förderung für die Stadt Bielefeld sowie die Kreise Lippe und Minden-Lübbecke:

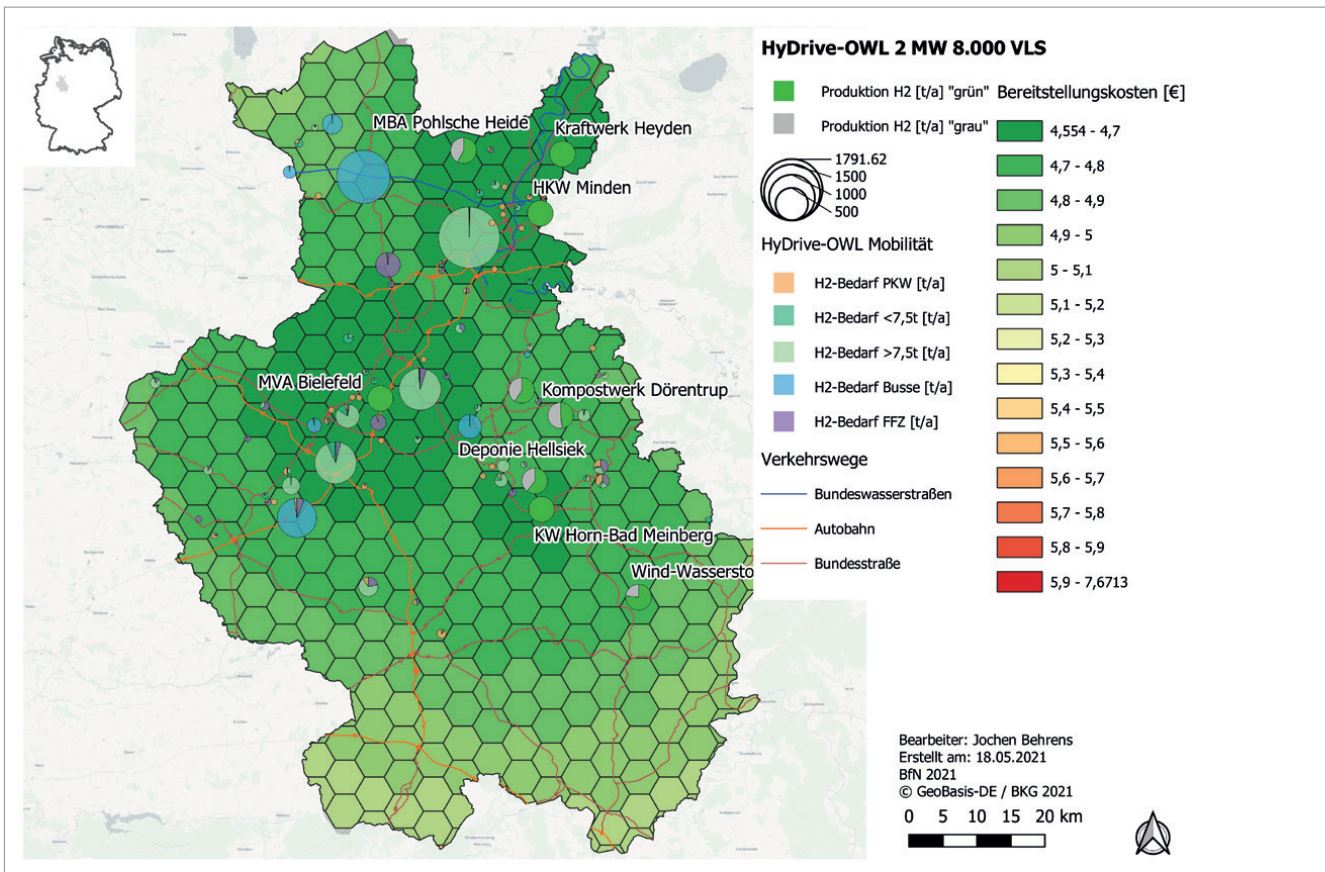
Mögliche Verbraucher, Erzeugungsanlagen und minimal erreichbare Bereitstellungskosten (Grenzkosten) unter Berücksichtigung von Fördermitteln. Tankstellenkosten (ca. 1–2 EUR/kg wenn ohne Fördermittel gebaut wird) sind hier noch nicht enthalten

(Quelle: © Fraunhofer ISE)

sich, dass der Wasserstoffbedarf bis 2045 auf 331 TWh ansteigt, wobei Wasserstoff vor allem im Verkehrssektor und der Industrie eingesetzt wird. Laut der Studie werden 50–60% des Bedarfs durch inländische Produktion gedeckt. Neben dem Import von Wasserstoff wird zudem ein Import von weiteren 200 TWh in Form von synthetischen Kraftstoffen erwartet. Die Studie des ISFH kommt zu dem Schluss, dass der Bedarf an Wasserstoff auf bis zu 1200 TWh bis 2050 ansteigen wird, wobei dabei auch die Menge an Wasserstoff enthalten ist, die für die Produktion von synthetischen Kraftstoffen und petrochemischen Grund-

Beschleunigung der Sektorenkopplung mit Wasserstoffregionen und Modellprojekten

Aktuell gibt es viele motivierte Akteure und Initiativen für Wasserstoffprojekte. Die Umsetzung scheidet allerdings oft daran, dass keinerlei Wasserstoffinfrastruktur wie Tankstellen und Erzeugungsanlagen vorhanden ist und eine flächendeckende Wasserstoffversorgung je nach Region erst im Zeitraum 2030 – 2040 zur Verfügung stehen wird. Da einzelne Wasserstoffanwender die Kosten für den Aufbau einer notwendigen Infrastruktur nicht tragen können, ist es notwendig, dass sich mehrere Akteure zusammenschließen und eine möglichst kosteneffiziente erste Infrastruktur aufgebaut wird. Eine gute Größe für den Aufbau einer solchen Wasserstoff-Modellregion in der aktuellen frühen Phase sind ca. 4 Landkreise oder 1 Metropolregion. Dort werden 1–3 Elektrolyseure und 4–7 Tankstellen benötigt



und es ist eine gewisse Anzahl möglichst vielfältiger Verbraucher vorhanden.

Am Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme wurde ein Konzept für solch eine Modellregion entwickelt, welche die Kreise Lippe und Minden-Lübbecke sowie die Stadt Bielefeld umfasst. Dabei wurden mögliche Verbraucher und Erzeuger von Wasserstoff erfasst und die minimalen Wasserstoffbereitstellungskosten ermittelt (► *Abbildung 4*).

Modellprojekte können ebenfalls dabei helfen, Wasserstofftechnologien schnell in die Anwendung zu bringen. Am DLR wurde in diesem Kontext das Konzept eines Wasserstoffexperimentierraums entwickelt (► *Abbildung 5*). Die Idee dahinter ist, die Wasserstoff-Forschungsaktivitäten des DLR von der Wasserstoffproduktion bis zur Nutzung an einem Ort und teils durch eine virtuelle Verknüpfung zu bündeln. Durch die Integration in ein innovatives Gewerbegebiet, wie zum Beispiel in den Brainergy Park in Jülich, wäre es damit möglich, sektorenübergreifende Anwendungskonzepte für Wasserstoff praxisnah zu erproben.

Fazit und Ausblick

Techno-ökonomische Systemstudien zeigen klar, dass die Sektorenkopplung mit Wasserstoff in Zukunft eine wichtige Rolle spielen wird. Die Wasserstoffwirtschaft befindet sich jedoch noch in einer spannenden frühen Phase und es steht keineswegs fest, wie genau das zukünftige Energiesystem aussehen wird. Dies wird sich in einem Innovationswettbewerb zwischen verschiedenen Lösungsansätzen herauskristalisieren. Wichtig ist dabei auch ein schneller Start der Umset-

zungen im kleinen Maßstab, da Wasserstoff erst ab einer gewissen Verbreitung und Größe seine Potenziale zur Kostensenkung und Energiespeicherung ausspielen kann. Modellregionen können hier eine erste kosteneffiziente Anlaufaktivität sein, wenn das Gesamtkonzept abgestimmt und optimiert ist.

Für die Umsetzung und die Integration im großen Maßstab ist eine der zentralen Fragen, wie ein effizientes System bei möglichst geringen Kosten aufgebaut werden kann. Potenziale der Effizienzsteigerung sind hierbei nicht nur auf Technologie-, sondern auch auf Energiesystemebene vorhanden. Ein Beispiel hierfür ist die Nutzung von Abwärme bei der Wasserstoffherstellung und der Rückverstromung, wodurch die Energieeffizienz des Gesamtsystems enorm gesteigert werden kann. Dabei muss sich herausstellen, ob sich dies besser mit zentralen oder in dezentralen Ansätzen umsetzen lässt oder inwieweit eine Kombination aus beiden Konzepten die beste Lösung darstellt.

Klassische Sektorengrenzen werden in Zukunft jedenfalls an Bedeutung verlieren und es werden sich neue Schnittstellen für die Kopplung von Sektoren ergeben. Ein Beispiel hierfür sind die zuvor genannten Brennstoffzellenfahrzeuge, die auch bei Bedarf Strom in das Netz einspeisen können. In einer technisch sinnvoll ausgestalteten Wasserstoffwirtschaft wird es daher nicht einfach nur darum gehen, fossile Energieträger durch Wasserstoff zu ersetzen. Die Sektorenkopplung mit Wasserstoff erfordert vielmehr ein regelrechtes Neudenken des Energiesystems und weiterhin viele innovative Lösungsansätze aus der Forschung.

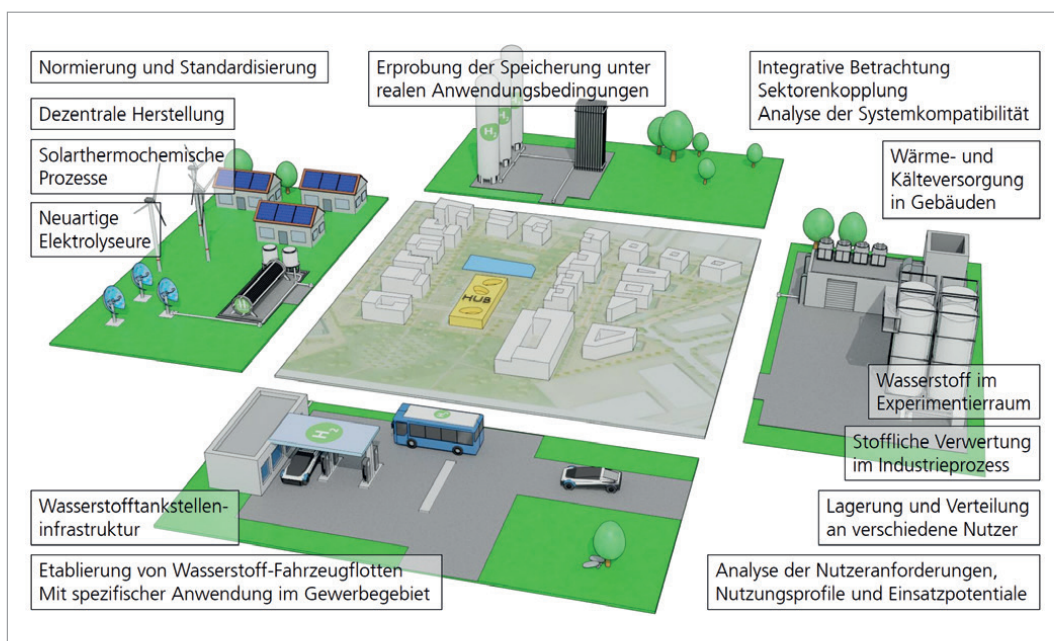


Abbildung 5:
Konzept für einen in ein innovatives Gewerbegebiet integrierten DLR-Wasserstoff-experimentierraum

(Quelle: © 2021 Brendelberger)

Literatur

- [1] Peters, D., et al., Einspeisemanagement in der enera Region. Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien. 2018: Berlin.
- [2] STATISTA. Entwicklung der Ausfallarbeit durch Abregelung der EE-Stromeinspeisung in Deutschland in den Jahren 2010 bis 2020. 2021 [cited 2021 29. Oktober]; Available from: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/617949/umfrage/einspeisemanagement-in-deutschland>.
- [3] Weitemeyer, S., et al., A European Perspective: Potential of Grid and Storage for Balancing Renewable Power Systems. *Energy Technology*, 2016. 4(1): p. 114-122.
- [4] Agert, C., et al., Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende Teil 2: Sektorenkopplung und Wasserstoff: Zwei Seiten der gleichen Medaille. 2020, DLR, Institut für Vernetzte Energiesysteme.
- [5] Kröner, M. and C. Agert. Salzkavernen speichern Wasserstoff für Mobilitätswende. 2019 [cited 2021 October 25]; Available from: https://www.dlr.de/ve/desktopdefault.aspx/tabid-13776/23923_read-57990/.
- [6] Roeb, M., et al., Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende Teil 1: Technologien und Perspektiven für eine nachhaltige und ökonomische Wasserstoffversorgung. 2020, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR): Köln, Germany.
- [7] MethQuest-Leitprojekt. MethQuest: Mit erneuerbarem Methan die Energiewende voranbringen 2021 [cited 2021 October 25]; Available from: www.methquest.de/.
- [8] Wulff, N., et al., Comparing Power-System and User-Oriented Battery Electric Vehicle Charging Representation and Its Implications on Energy System Modeling. *Energies*, 2020. 13(5).
- [9] Musonda, F., et al., Bioökonomie als gesellschaftlicher Wandel, Modul 2 (1): BEPASO – Bioökonomie 2050: Potenziale, Zielkonflikte, Lösungsstrategien – TP UFZ 2020.
- [10] Brandes, J., et al., Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. 2021, Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE.
- [11] Peterssen, F., et al., Hydrogen Supply Scenarios for a Climate Neutral Energy System in Germany. *International Journal of Hydrogen Energy* (Accepted for Publication), 2022.
- [12] Millinger, M., et al., Electrofuels from excess renewable electricity at high variable renewable shares: cost, greenhouse gas abatement, carbon use and competition. *Sustainable Energy & Fuels*, 2021. 5(3): p. 828-843.

Deutschland als Leitanbieter für Wasserstofftechnologien

Kurzfassung

Der im Herbst 2021 beschlossene Koalitionsvertrag beinhaltet das Ziel, Deutschland zu einem Leitmarkt für Wasserstofftechnologien zu machen. Inwiefern die heutige nationale Wettbewerbsposition Deutschlands im Elektrolyseurmarkt aussichtsreich ist und bei welchen Faktoren noch weitere Anstrengungen unternommen werden müssen, um dieses Unterfangen nicht zu gefährden, wird anhand einer einfachen, quantitativen Indikatorenanalyse auf Basis des Lead Market Ansatzes untersucht. Hieraus wird trotz der hohen Unsicherheiten in diesem jungen Markt deutlich, dass sich Deutschland – zusammen mit Japan, China und den USA – in der Tat in einer guten Ausgangslage befindet und insbesondere in den Indikatoren Ausbauziele, öffentliche Forschungs- und Entwicklungsausgaben sowie Patentanmeldungen noch einen gewissen Aufholbedarf hat.

Einleitung

Wasserstoff als Energieträger der Zukunft ist in den letzten Jahren wiederholt in den Fokus der Forschung und Politik geraten [Schmidt und Vogt, 2021], da er eine Schlüsselposition bei der vollständigen Klimaneutralität des globalen wie auch des deutschen Energiebedarfs innehaben wird [Ueckerdt et al. 2021]. Eine entscheidende Rolle spielt der Wasserstoff dabei als Speichertechnologie und klimaneutrales Vorprodukt bzw. Energieträger für die Industrie sowie den Schiffs- und Flugverkehr – insbesondere in Szenarien, in denen CO₂-Abscheidungstechnologien (Carbon Capture and Storage, CCS) eine geringere Rolle einnehmen und ehrgeizige (sowie frühzeitige) CO₂-Minderungsziele erreicht werden sollen [vgl. DLR, 2020 und Ueckerdt et al. 2021].

Für Politiker*innen und Ökonom*innen stellt sich bei diesen neuen, internationalen Marktchancen die Frage, wie stark die heimische Nachfrage nach Elektrolyseuren unterstützt werden soll, um auf dem internationalen Markt die Chancen auf eine relevante Wettbewerbsposition zu erhöhen.

In diesem Kontext bietet es sich an, sich mit dem Konzept der Leitmärkte auseinanderzusetzen und

dieses auf die aktuellen Gegebenheiten des Elektrolyseurmarktes anzuwenden. Hierzu wird zunächst in den Begriff der Leitmärkte (Lead Markets) eingeführt, um anschließend anhand geeigneter Kriterien zu identifizieren, ob Deutschland im derzeitigen globalen Wasserstofftechnologiemarkt (d.h. nicht in der Wasserstoffherstellung, sondern im Markt der Wasserstoffproduktionstechnologien und damit verbundener Anlagenkomponenten) eine gute Ausgangsposition innehat und inwiefern sich diese Position ggf. auch in die Zukunft projizieren lässt.

Leitanbieterschaft und Indikatoren

Der Begriff der Leitanbieterschaft stammt aus der betriebswirtschaftlichen Forschung der letzten Jahrzehnte des 20. Jahrhunderts [Jochem und Schleich, 2012]. Jedoch werden – zumindest implizit – einige Erkenntnisse aus der volkswirtschaftlichen Außenhandelslehre übernommen. Nachdem im beginnenden 20. Jahrhundert die statischen Außenhandelsmodelle, die größtenteils noch auf der merkantilistischen Sichtweise der reinen Kostenvorteile und den von Ricardo 1817 eingeführten komparativen Vorteilen basierten, wurden in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts eine Vielzahl an weiteren Faktoren in die Analysen mit einbezogen – so beispielsweise die Faktorausstattungen [vgl. Rybczynski, 1955].

In den 1970er Jahren kamen ökonomische Methoden und betriebswirtschaftliche Sichtweisen hinzu. Insbesondere Krugman (1979 und 1981) erweiterte die Modelle um monopolistische Betrachtungsweisen und den intra-industriellen Handel – die Grundlage des Leitanbieterschaftskonzepts.

Ein Leitmarkt, bzw. ein Leitanbieter-Land, ist ein Land oder eine Region, das/die führend in einem Produktmarkt ist – d.h. in welchem/welcher ein neues Produkt zuerst den Markt erfolgreich durchdringt. Infolgedessen kann es sein, dass das Land/die Region diesen Produktmarkt für eine gewisse Zeit monopolistisch dominiert. Um diese Position zu erhalten, muss der Leitanbieter sein Produkt i.d.R. ständig weiterentwickeln. Insofern ist es für ein Land attraktiv eine solche Position in neuen Märkten zu erringen.



DLR

Dr. Patrick Jochem
patrick.jochem@dlr.de

Marlene O'Sullivan
marlene.osullivan@dlr.de

Jonas Eschmann
jonas.eschmann@dlr.de

IZES
Eva Hauser
hauser@izes.de

Wuppertal Institut
Prof. Dr. Stefan Lechtenböhrer
stefan.lechtenboehmer@wupperinst.org

Frank Merten
frank.merten@wupperinst.org

ZSW
Andreas Püttner
andreas.puettner@zsw-bw.de

Patrick Wolf
patrick.wolf@zsw-bw.de

Jedoch ist es schwer, bei der Einführung innovativer Produkte die weitere Marktentwicklung auf Basis geringer Daten und unklarer Marktgröße vorherzusagen. Insofern sind Investitionen zur Erreichung eines Leitmarktes mit großen Risiken verbunden: Einerseits muss man mehr investieren als andere Länder und andererseits sind die Marktunsicherheiten sehr hoch – es kann schnell zu verlorenen Vermögenswerten (Stranded Assets) kommen.

Kriterien für Leitmärkte

Beise und Cleff entwickelten 2004 ein überzeugendes quantitatives Leitanbieterschaftskonzept und wandten es exemplarisch für neue Produkte im Lkw-Markt an. Sie entwickelten folgende fünf Leitmarktfaktoren für das Strukturgleichungsmodell:

1. **Preis- und Kostenvorteile:** Hat ein Land einen Preisvorteil bei der Produktion eines Produktes, kann es sich im internationalen Handel eher durchsetzen. Dies kann auch politisch unterstützt werden.
2. **Exportvorteile:** Weist das Land ähnliche Marktstrukturen wie andere entwickelte Länder auf, ist auch dies ein möglicher Erfolgsfaktor.
3. **Marktstrukturvorteile:** Ist die Marktstruktur im Land kompetitiv, dann haben seine Unternehmen auch im Ausland eine höhere Erfolgsaussicht.
4. **Nachfragevorteile:** Eine hohe Nachfrage, beispielsweise aufgrund eines hohen Pro-Kopf-Einkommens, vereinfacht die Markteinführung neuer Produkte. Auch anspruchsvolle Kund*innen können die internationale Erfolgchance dieser neuen Produkte erhöhen.
5. **Transfervorteile:** Viele Länder werden für gewisse Marktbereiche als globale Trendsetter im globalen Kontext angesehen. Führt man ein Produkt in diesen Märkten ein, erhöht sich dessen internationale Erfolgchance.

Leitmarktkriterien für den globalen Wasserstofftechnologiemarkt

Um diese Faktoren auf den Anwendungsfall der Elektrolyseure und Anlagenkomponenten zu beziehen, wurden zunächst mögliche konkurrierende Länder identifiziert und anschließend versucht, für alle Länder auch entsprechende Indikatoren auszuwerten. Neben Deutschland wurden die USA, China, Italien, Großbritannien, Frankreich, Japan und Korea als relevante Länder identifiziert. Anschließend wurde versucht, für diese Länder und für jeden der Leitmarktfaktoren mindestens einen einheitlichen und vergleichbaren Indikator (inklusive einheitlicher Datenquelle) zu identifizieren:

1. Für den Faktor Preis- und Kostenvorteile gestaltete es sich schwierig, international vergleichbare Kostenparameter für diesen neuen Markt der Elektrolyseure zu bekommen. Letztendlich wurden die angekündigten Ziele in den (politischen) Wasserstoffstrategien für 2030 herangezogen, da hierdurch bei diesen immer noch kleinskaligen Produktionsvolumina ein erheblicher heimischer Kostendegressionsprozess erwartet werden kann und zum anderen der Fokus der Studie auf den zukünftigen Vorteilen liegt.

2. Zur Messung des Exportvorteils wird zunächst aus der Außenhandelsdatenbank der Vereinten Nationen (United Nations, 2021) der globale Marktanteil an Elektrolyseuren in den Jahren 2015-2019 berechnet.

Für die Bestimmung eines weiteren Außenhandelsindikators, der insbesondere eine Abschätzung für die zukünftige Entwicklung von Marktanteilen geben soll, wird auf die Methode der Product Spaces [vgl. Hidalgo 2021] zurückgegriffen. Die Methode basiert auf der Annahme von Spillover-Effekten, welche unterstellen, dass die Erfahrung mit der Herstellung von Produkt X auf die Entwicklung und Herstellung von Produkt Y innerhalb einer Volkswirtschaft übertragen werden kann. Im Falle der Product Spaces äußert sich diese spezifische Herstellungserfahrung in einem offenbarten komparativen Kostenvorteil (engl. revealed comparative advantage, RCA, vgl. Balassa und Noland, 1989). Der Product Space wird konstruiert, in dem die statistische Häufigkeit für den Fall, dass ein Land einen RCA in Produktgruppe X und in Produktgruppe Y simultan aufweist, als Verwandtheitsgrad (relatedness) und in der Darstellung als Distanz zwischen den jeweiligen Produktgruppen definiert wird. Anschließend wird analysiert, welche Länder schon heute eine hohe Dichte an RCA in der näheren Product Space-Umgebung von Elektrolyseuren aufweisen. Hidalgo et al. (2007) konnten zeigen, dass sich Volkswirtschaften in Zukunft mit einer signifikant höheren Wahrscheinlichkeit in Produktgruppen spezialisieren können, bei denen zuvor eine hohe RCA-Dichte in der näheren Product Space-Umgebung dieser Produktgruppe nachgewiesen wurde.

3. Der Marktstrukturvorteil wird mittels des Logistics Performance Index (LPI) der Weltbank (World Bank, 2021a) und den Patentanmeldungen pro Patentamt basierend auf der PATSTAT-Datenbank abgebildet [vgl. ZSW, 2021]. Über den LPI werden die Struktur und die Qualität der Handels- und Logistikinfrastrukturen bewertet.

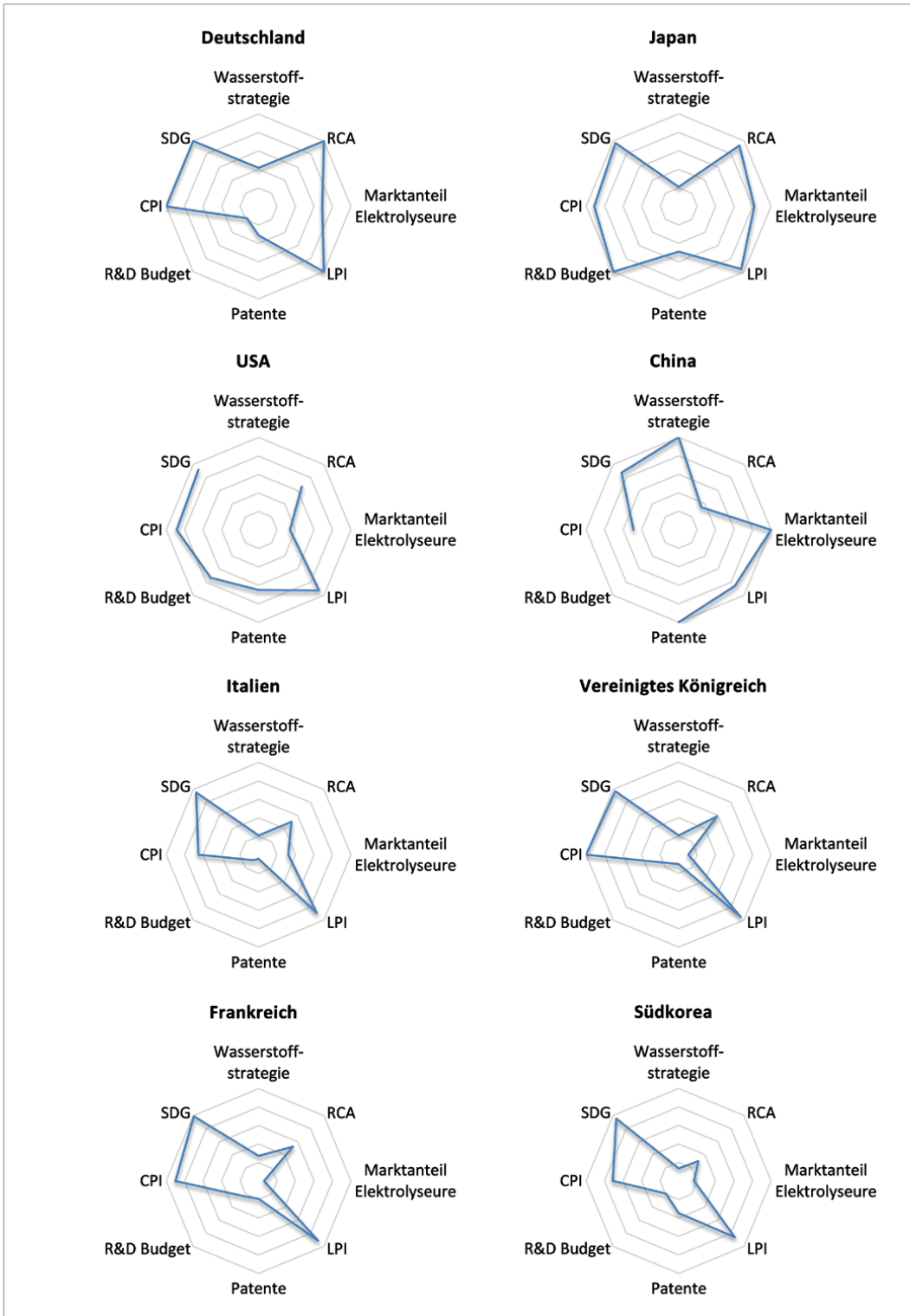


Abbildung 1
Spinnennetzdiagramm für die Leitmarktposition im Ländervergleich:
 im Vergleich zueinander. SDG – Nachhaltigkeit
 CPI – Korruption
 LPI – Logistikperformance
 RCA – Revealed Comparative Advantage
 (Quelle:DLR)

Dies ermöglicht, Vorteile einzelner Länder bei der Organisation des Handels und damit vorteilhafte Marktstrukturen aufzudecken. Mit der internationalen Patentanalyse zur Elektrolysetechnologie lassen sich Vorteile und Schwerpunkte in den Forschungsaktivitäten und -erfolgen der einzelnen Länder aufzeigen, wodurch potenzielle First-Mover-Vorteile identifiziert werden können.

4. Die Nachfragevorteile konnten durch den Corruption Perception Index (World Bank, 2021b) und die nationalen öffentlichen Forschungs- und Entwicklungsausgaben (IEA, 2021) berücksichtigt werden.

5. Schwierig war es, einen Indikator für Transfervorteile zu identifizieren. Letztendlich wurde der Sustainability Development Goals (SDG)-Index zur Abbildung der Nachhaltigen Entwicklung (SDSN, 2021) ausgewählt. Die zugrundeliegende Hypothese ist, dass bei den Industrieproduktmärkten die nachfragenden Unternehmen zukünftig eher in Regionen einkaufen, welche die SDG ehrgeizig verfolgen und bereits einen weitreichenden Stand aufzeigen.

Nach Identifizierung der Indikatoren und dem Sammeln der Daten konnten wir direkt in die Ergebnisanalyse übergehen. Dabei möchten wir aber nochmal darauf hinweisen, dass die theoretische Perspektive auch weiterhin zu kurz greift, um Handelsströme vollständig zu erklären.

Potenzialanalyse relevanter Länder

Um die Länder einfach vergleichbar zu machen, wurden Spinnennetzdiagramme für jedes betrachtete Land erzeugt (► *Abbildung 1*). Für jeden Indikator wurde dem besten Wert eines Landes die äußerste Spur zugeordnet und dem schlechtesten Wert der Nullpunkt. Somit kann jedes Land schnell im Vergleich zu den betrachteten Ländern bewertet werden.

Bei näherer Betrachtung der Spinnennetzdiagramme wird offensichtlich, dass Deutschland bei vielen Indikatoren im Vergleich zu den anderen Staaten eine gute Position zu haben scheint – insbesondere auch gegenüber den USA.

Deutschland kann insbesondere bei den Indikatoren RCA, LPI, CRI und SDG überzeugen. Bei den Indikatoren Wasserstoffstrategie, Marktanteile, Patente und öffentliche Forschungs- und Entwicklungsausgaben zeigen sich jedoch durchaus noch Aufholbedarf – insbesondere im Vergleich zu Japan und China. Während sich die drei Länder beim derzeitigen Marktanteil noch recht ähnlich sind, zeigen sich die beiden Konkurrenten bei den Patentanmeldungen zahlenmäßig überlegen. Darüber hinaus ist China insbesondere bei den Ausbauzielen für 2030 mit 23 GW (IEA, 2021b) oder gar 100 GW (wie in einem industriellen Positionspapier gefordert (Recharge, 2021) deutlich dem deutschen Ziel aus dem Koalitionsvertrag von 10 GW überlegen. Schlussendlich hatte Japan in den letzten Jahren ein deutlich höheres Niveau an öffentlichen Budgets für Forschung und Entwicklung – wobei hier auf deutscher Seite bereits nachjustiert wurde, was aufgrund der erheblichen Steigerungen der deutschen F&E-Budgets in 2020 und ihrer prognostizierten Entwicklung für die nächsten Jahre vermutet werden kann.

Fazit und Ausblick

Zusammenfassend scheint Deutschland in diesem jungen Weltmarkt der Elektrolyseure in einer guten Ausgangsposition für einen Leitmarkt zu sein. Die Indikatoren zeigen jedoch auf, dass auch China, Japan und die USA sich in einer ähnlich guten Ausgangsposition befinden und der Ausgang dieses Wettbewerbes um die Leitbieterschaft noch nicht entschieden ist. Es bedarf dementsprechend auch weiterhin intelligenter und entschlossener Anstrengungen, um diese Wettbewerbsposition in den kommenden Jahren zu halten und damit positive Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte in Deutschland realisieren zu können und nicht am Ende mit verlorenen Vermögenswerten dazustehen. Die Datenverfügbarkeit des jungen Elektrolyseurmarkts (und damit auch die Vergleichbarkeit zwischen den Ländern) ist bislang noch eingeschränkt, insofern kann diese Analyse bislang nur erste Indizien liefern. Weitere, tiefergehende Analysen, insbesondere im Bereich der Product Spaces, werden derzeit durchgeführt.

Literatur

- Balassa, B. Noland, M. (1989). Revealed Comparative Advantage in Japan and the United States. *Journal of International Economic Integration*, 8–22.
- Beise, M. Cleff, T. (2004). Assessing the Lead Market Potential of Countries for Innovation Projects. *Journal of International Management* 10(4), 453–477.
- DLR (2020). Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende. Teil 2: Sektorkopplung und Wasserstoff: Zwei Seiten der gleichen Medaille, Oldenburg, https://www.dlr.de/content/de/downloads/publikationen/broschueren/2020/wasserstoffstudie-teil-2.pdf;jsessionid=2B62007D8B940C3D26F447317AAB39E0.delivery-replication?__blob=publicationFile&v=4.
- Hidalgo, C. A. Klinger, B. Barabási, A.-L. Hausmann, R. (2007). The product space conditions the development of nations. *Science* 317, 482–487.
- Hidalgo, C. A. (2021). Economic complexity theory and applications. *Nature Reviews Physics*, 3(2), 92–113.
- IEA (2021a). Energy Technology RD&D Budget, Paris, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/energy-technology-rd-and-d-budget-database-2#data-sets>.
- IEA (2021b). Global Hydrogen Review 2021, Paris, <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>.
- Jochem, P. Schleich, J. (2012). Exploring the drivers behind automotive exports in OECD countries: An empirical analysis, Fhg-ISI Discussionpaper Series, 2012-3, Karlsruhe.
- Krugman, P. R. (1981). International Trade in the Presence of Product Differentiation, Economies of Scale, and Monopolistic Competition. *Journal of International Economics* 11, 305–340.
- Krugman, P. R. (1979). A Model of Innovation, Technology Transfer, and the World Distribution of Income. *Journal of Political Economy* 87(2), 253–266.
- Recharge (2021). China should install 100GW of green hydrogen by 2030, says Beijing-supervised body, <https://www.rechargenews.com/energy-transition/china-should-install-100gw-of-green-hydrogen-by-2030-says-beijing-supervised-body/2-1-1071599>.
- Ricardo, D. (1817). *On the Principles of Political Economy and Taxation*, John Murray, London.
- Rybczynski, T. M. (1955). Factor Endowment and Relative Commodity Prices. *Economica* 22 (88), 336-341.
- Schmidt, M. Vogt, T. (2021). Politische und ökonomische Rahmenbedingungen für eine neue Wasserstoff-Ära, Vortrag bei der FVEE Jahrestagung, Berlin., Mit Wasserstoff zur Klimaneutralität – von der Forschung in die Anwendung, S. 9–13
- SDSN (2021). Sustainable Development Report 2021, dashboards.sdgindex.org.
- Ueckerdt, F. Pfluger, B. Odenweller, A. Günther, C. Knodt, M., Kammerzell, J., Rehfeld, M. Bauer, C. Verpoort, P. Gils, H.C. Luderer, G. (2021). Durchstarten trotz Unsicherheiten: Eckpunkte einer anpassungsfähigen Wasserstoffstrategie, Ariadne-Kurzdossier, Potsdam, https://www.kopernikus-projekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/cbox/1835/live/lw_datei/ariadne_kurzdossier_wasserstoff_november2021.pdf.
- United Nations (2021). UN Comtrade, Washington D.C., <https://comtrade.un.org>.
- World Bank (2021a). TCdata360, Logistics Performance Index, https://tcdata360.worldbank.org/indicators/h2c3ce45a?country=BRA&indicator=40212&viz=bar_chart&years=2018.
- World Bank (2021b). TCdata360, Corruption Perception Index, https://tcdata360.worldbank.org/indicators/hd16870b1?country=BRA&indicator=41349&viz=line_chart&years=2017,2019.
- ZSW (2021). Auswertung der Patentdatenbank PATSTAT, Stuttgart.

Potenziale von Wasserstoff und regenerativen Kraftstoffen in der zukünftigen Mobilität



Fraunhofer ISE
Ulf Groos
ulf.groos@ise.fraunhofer.de

Max Hadrich
max.julius.hadrich
@ise.fraunhofer.de

Dr. Ouda Salem
ouda.salem@ise.fraunhofer.de

DLR
Dr. Patrick Jochem
patrick.jochem@dlr.de

Dr. Thomas Pregger
thomas.pregger@dlr.de

FZ Jülich
Dr. Thomas Grube
th.grube@fz-juelich.de

KIT
Prof. Dr. Thomas Koch
thomas.a.koch@kit.edu

Prof. Dr. Jörg Sauer
j.sauer@kit.edu

ZSW
Dr. Ludwig Jörissen
ludwig.joerissen@zsw-bw.de

Klimaneutrale Mobilität wird zunächst eine Veränderung des Mobilitätsverhaltens erfordern und im Sinne der Effizienzerhöhung eine Verringerung des motorisierten Individualverkehrs hin zur Mobilität zu Fuß, mit dem Fahrrad, dem ÖPNV und auf der Schiene erfordern.

Des Weiteren werden emissionsfreie Antriebstechnologien notwendig, die letztlich auf erneuerbaren Energien (EE) beruhen. Daher wird ein sehr dynamischer Ausbau von Wind- und Sonnenenergie erforderlich. Dies befördert einen globalen Handel mit EE in Form von Wasserstoff (H₂) und auf Wasserstoff basierenden Energieträgern, wobei sich Ländern mit einem hohen Potenzial für EE Exportchancen bieten und Industrieländer wie Deutschland auf Importe angewiesen sind.

Kostenanalysen zeigen, dass dieser globale EE-Transport langfristig unter 10 ct/kWh H₂ bzw. PtX darstellbar ist. Die regionale Verteilung von Wasserstoff mittels Pipelines erlaubt den Transport großer Energiemengen zu niedrigeren Kosten als mittels Stromtrassen. Auch der Aufbau einer Tankstelleninfrastruktur für eine Massenmobilität ist technisch und ökonomisch gut darstellbar.

Gleichzeitig stehen wir heute erst am Beginn der Lernkurve für eine batterieelektrische Mobilität und eine belastbare Einschätzung der technologischen, volks- und betriebswirtschaftlichen Fragen ist noch nicht möglich. Von daher sollten unbedingt alternative, nachhaltige Antriebstechnologien, die z. B. auf Wasserstoff basieren, parallel zum Ausbau der batterieelektrischen Mobilität gefördert und beobachtet werden. Zudem gilt es, die politischen, sozialen und globalen Aspekte bei der Transformation unserer Mobilität zu untersuchen.

Der Pkw-Verkehr ist für 61 % der verkehrsbedingten CO₂-Emissionen in Deutschland verantwortlich, der Straßenschwerlastverkehr für 28%. [1] Somit müssen sich kurz- und mittelfristig die Anstrengungen zur Emissionsreduktion im Verkehr auf diese beiden Segmente mit der größten Hebelwirkung konzentrieren. Detaillierte Analysen zeigen, dass Batteriefahrzeuge hinsichtlich der Wirkungsgradkette von der Kraftstoff-erzeugung bis zum gefahrenen Kilometer deutliche Effizienzvorteile aufweisen (► *Abbildung 1*). Im Vergleich zu einem batterieelektrischen Antrieb benötigt

ein Brennstoffzellen-elektrischer Antrieb ca. doppelt so viel eingesetzte EE und ein auf synthetischen Kraftstoffen beruhender verbrennungsmotorischer Antrieb ca. einen drei- bis vierfach höheren Einsatz von EE.

Betrachtet man die Ausbeute z. B. für eine lokale PV-Stromerzeugung in Deutschland und das Laden eines Batteriefahrzeugs im Vergleich zu einer PV-basierten Erzeugung von Wasserstoff in Nordafrika, Wasserstofftransport und Vertankung in einem Brennstoffzellenfahrzeug, dann zeigen Überlegungen, dass sich Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeug annähern (J. Chatzimarkakis, Hydrogen Europe, NOW-Beirat, 2021).

Für die Klimawirkung eines Fahrzeugs sind letztlich seine Emissionen über den kompletten Lebenszyklus entscheidend. In diesen Lebenszyklusanalysen ist die o. g. Wirkungsgradkette nur ein Baustein und weitere Aspekte sind die Klimawirkungen von Produktion und Entsorgung. Lebenszyklus-Studien zeigen, dass batterie- und brennstoffzellenelektrische Antriebe für Mittelklasse-Pkw die CO₂-Emissionen gegenüber fossil betriebenen Verbrennungsmotoren auf ca. 1/5 senken können und auf Augenhöhe zueinander liegen [3]. Weitere Analysen weisen auf eine Gleichwertigkeit auch für Verbrennungsmotoren hin, die mit erneuerbaren, synthetischen Kraftstoffen betrieben werden [4].

Grundsätzlich muss jedoch beachtet werden, dass die gewählten Randbedingungen einen erheblichen Einfluss auf das Ergebnis von Lebenszyklusbetrachtungen (und Wirkungsgradketten) haben und die Bandbreite der Ergebnisse sehr groß sein kann. Dies zeigen z. B. Worst-Case und Best-Case-Betrachtungen (► *Abbildung 2*). Mit einer verfügbaren elektrischen Energie ist die Fahrzeugreichweite am größten, wenn diese direkt in einer Batterie eines reinen Elektrofahrzeuges gespeichert wird. Mit der Umwandlung in Wasserstoff halbiert sich die Reichweite. Bei einer Umwandlung in Kohlenwasserstoffe ist die Reichweite etwa um den Faktor 2 bis 3 geringer als bei einem reinen Elektrofahrzeug, wobei die gesamte Energiekette zugrunde gelegt werden muss.

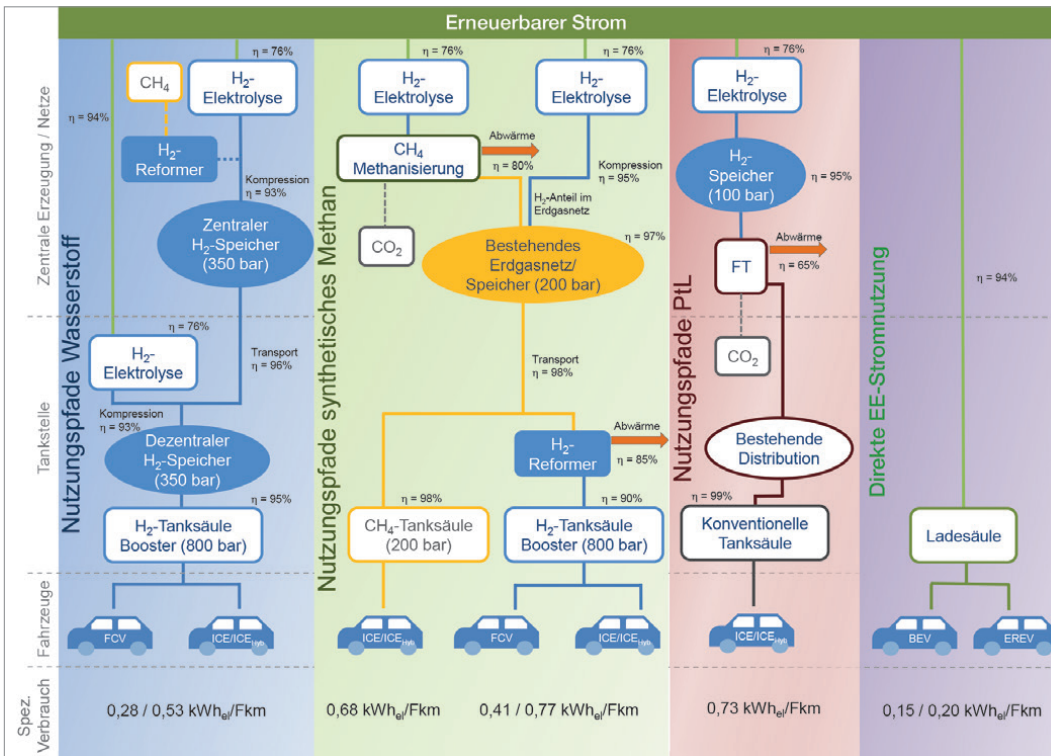


Abbildung 1

Einsatz von erneuerbarem Strom in verschiedenen Mobilitätskonzepten mit Energiebedarf pro gefahrenem km für Pkw mit verschiedenen Antriebstechnologien [2]:

- Batterie (Battery Electric Vehicle; BEV)
- Batterie mit Reichweitenverlängerer (Extended Range Electrical Vehicle; EREV)
- Brennstoffzelle (Fuel Cell Vehicle; FCV)
- Verbrennungsmotor (internal combustion engine; ICE) mit Wasserstoff, synthetischem Erdgas oder synthetischen Kraftstoffen

(Quelle: DLR)

Reiner Wasserstoff hat als Energieträger insbesondere aufgrund der regulatorisch definierten CO₂-Freiheit einen besonderen Charme und genießt hohe Attraktivität bei den Erstausrüstern (OEMs; Original Equipment Manufacturers). Studien zeigen einen sehr dynamisch ansteigenden Bedarf von Wasserstoff für die Mobilität: Ergebnisse einer Analyse der kostenoptimalen Transformation des deutschen Energiesystems gehen bereits für 2030 von 21 TWh aus; für das Jahr 2050 werden 145 TWh ermittelt (► **Abbildung 3**). Eine übergeordnete Auswertung verschiedener Studien bestätigt diese Annahmen [6.] Während der Wasserstoff in der Mobilität zunächst für Schiffe und den Flugverkehr sowie Lkw und Busse genutzt wird, könnte langfristig ein zunehmender Einsatz auch für den Pkw in Frage kommen [7].

Mit hoher Wahrscheinlichkeit wird dieser Wasserstoffbedarf aus technologischen und ökonomischen Gründen zumindest zu einem Teil über Importe gedeckt.

Die lokale Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyse hat eine hohe Bedeutung, um zu einer hohen Volllaststundenzahl für die EE zu kommen, um eine gute Netzstabilität zu erreichen und um eine Technologie-demonstration für den Export zu ermöglichen. Aufgrund der kurzen Transportwege für eine lokale Nutzung kann lokal erzeugter Wasserstoff ähnlich niedrige Kosten erzielen wie in Übersee erzeugter Wasserstoff.

Aus globaler Sicht bieten sich für die Erzeugung und den Export von EE Länder mit einem hohen Potenzial für Volllaststunden aus Windkraft und Solarenergie an. Als Energieträger werden vorrangig Flüssigwasserstoff, Methanol (erzeugt aus Wasserstoff und CO₂ aus Industrieabgasen oder der Luft) und Ammoniak (erzeugt aus Wasserstoff und Luftstickstoff) diskutiert. Kostenanalysen weisen darauf hin, dass die Erzeugung und der globale Transport dieser stofflichen Energieträger von Australien, Namibia und Saudi-Arabien nach Europa langfristig zu Kosten von unter 10ct/kWh möglich ist (► **Abbildung 4**). Flüssigwasserstoff scheint im Vergleich zu Methanol oder Ammoniak etwas teurer zu sein, bietet aber prinzipiell die Möglichkeit der Kältenutzung im Hafen oder Fahrzeug und hat eine sehr hohe Reinheit. Entscheidend für die Wahl des Energieträgers werden daher die Anforderungen der nachfolgenden Anwendung sein.

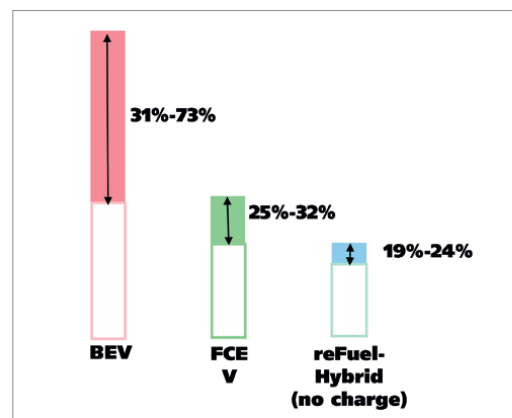


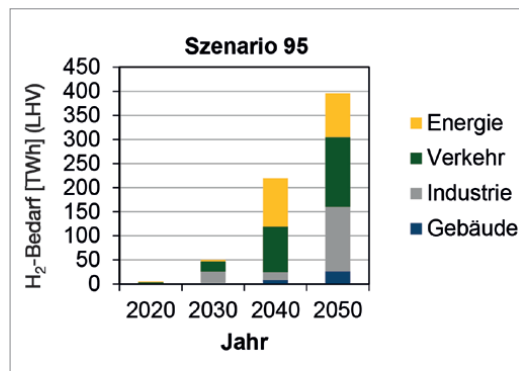
Abbildung 2

Analysen der Wirkungskette für verschiedene Fahrzeugtypen [5]

- batterieelektrisch (BEV)
- brennstoffzellen-elektrisch (FCEV)
- Verbrennungsmotor mit synthetischen Kraftstoffen (reFuel-Hybrid)

(Quelle: KIT)

Abbildung 3
Sektoraler Wasserstoffbedarf [7]
 (Quelle: FZ Jülich)



Als Rohstoff bietet Methanol einige Vorteile: Neben der hohen Energiedichte und leichten Speicher- und Betankungsmöglichkeiten ist Methanol eine der Grundchemikalien und Ausgangsstoff für die Weiterprozessierung zu spezifischen Kraftstoffen wie synthetisches Benzin, Diesel, Marinekraftstoff, Kerosin und weitere (► *Abbildung 5*).

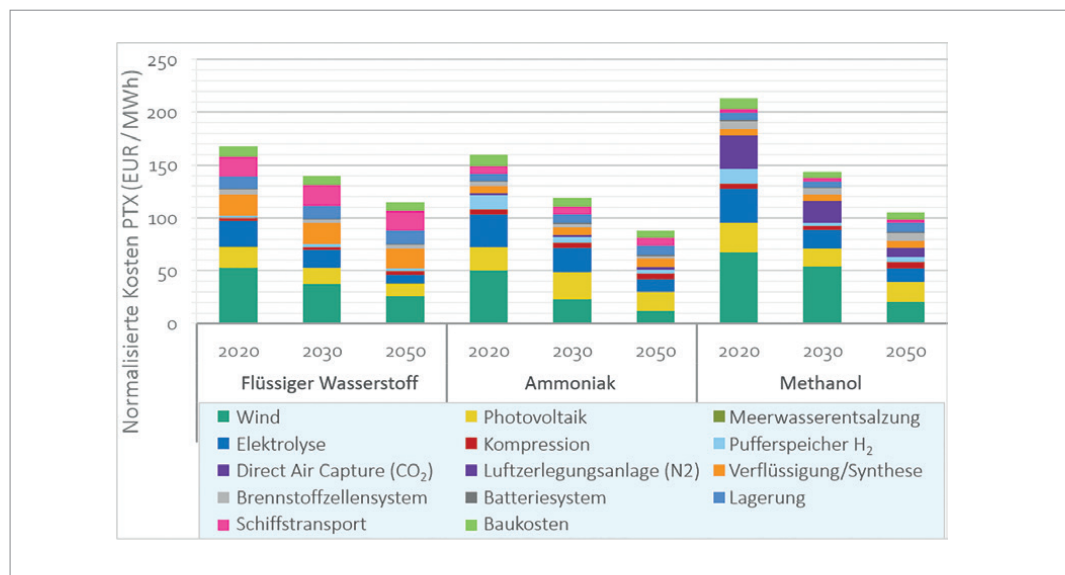
Die intrakontinentale Verteilung des Energieträgers Wasserstoff kann zum großen Teil über Umwidmung bestehender Erdgaspipelines sowie dem Neubau von Wasserstoff-Pipelines erfolgen [10]. Festzuhalten ist, dass Pipelines vor allem für sehr große Energiemengen und längere Strecken die gegenüber Stromtrassen günstigere Transportinfrastruktur sind. Berücksichtigt man bei einer Nutzung von Brennstoffzellenfahrzeugen den Wirkungsgradverlust bei der Stromerzeugung im Fahrzeug, so ergeben sich für Stromtrassen und Wasserstoff-Pipelines vergleichbare Kosten.

Im Herbst 2021 waren in Deutschland ca. 14.000 Tankstellen (Statista, 2021) und 47,7 Mio. Pkw (Statistisches Bundesamt (Destatis), 2021) in Betrieb. Man kann annehmen, dass 1.000 bis 3.000 Wasserstoff-

Tankstellen eine ausreichende Tankstelleninfrastruktur für wasserstoff-betriebene Fahrzeuge darstellen würden [11]. Die Kosten einer mittelgroßen Wasserstoff-Tankstelle können mit ca. 1,5 Mio. EUR angesetzt werden [12]. Demzufolge ergeben sich Kosten für eine flächendeckende Versorgung mit Wasserstoff-Tankstellen in Höhe von 1,5 bis 4,5 Mrd. EUR. Im Vergleich dazu werden ca. 437.000 bis 843.000 öffentliche Ladepunkte bis zum Jahr 2030 mit 10 Mio. batterieelektrischen Fahrzeugen benötigt [13]. Diese verursachen Kosten in Höhe von ca. 3 Tsd. EUR pro öffentlichem Ladepunkt, also in Summe ca. 1,5 bis 3 Mrd. EUR.

Zusammenfassend zeigen die Analysen, dass eine Mobilität mit Wasserstoff oder mit auf Wasserstoff basierenden Kraftstoffen technologisch realistisch ist und sich ökonomisch vergleichbar zur batterieelektrischen Mobilität darstellt – eine auch zukünftig globale Energiewirtschaft vorausgesetzt. In Anbetracht der heute erst beginnenden Hochlaufphase der batterieelektrischen Mobilität mit ca. 1% batterieelektrischen Pkw im Bestand sowohl in Deutschland als auch Europa [14] und den damit sich ergebenden unzureichenden Erfahrungswerten wird dringend empfohlen, neben der Förderung des Ausbaus einer batterieelektrischen Mobilität alternative Antriebstechnologien, die auf Wasserstoff aufbauen, ebenfalls zu unterstützen.

Abbildung 4
Kostenfaktoren für Erzeugung und Transport nach Europa für Flüssigwasserstoff, Ammoniak und Methanol aus Neom/Saudi-Arabien[8]
 (Quelle: Fraunhofer ISE)



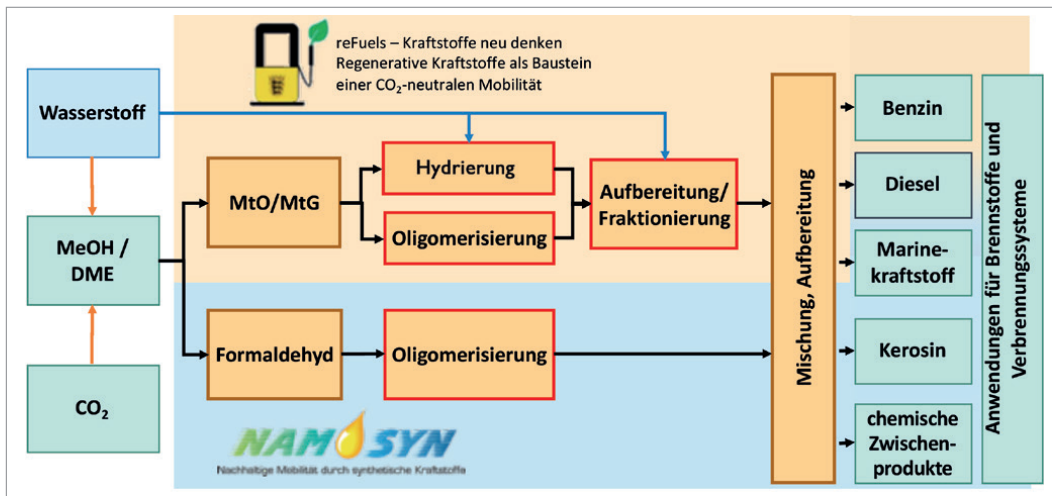


Abbildung 5

Erneuerbares Methanol:**Herstellung, Nutzung und Weiterprozessierung [9]**

- MeOH / DME = Methanol / Dimethylether
- MtO/MtG = [Methanol to Olefins (MTO) / Methanol to Gasoline (MTG)] = Methanol zu ungesättigten Kohlenwasserstoffen / Methanol zu Benzin

(Quelle: FZ Jülich)

Quellen

- [1] SRU, Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse, Stellungnahme, 2021
- [2] DLR, Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende – Teil 2, 2020
- [3] ICCT, A global comparison of the life-cycle greenhouse gas emissions of combustion engine and electric passenger cars, 2021
- [4] Sternberg, A.: LCA of an ICE vehicle using renewable electricity for fuel and vehicle production, 8th Int. Engine Congress 2021, Baden-Baden
- [5] T. Koch, KIT, 2021
- [6] Wietschel, M. et al. Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien. Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats. Karlsruhe, Freiburg, Cottbus: Fraunhofer ISI, Fraunhofer ISE, Fraunhofer IEG (Hrsg.), 2021
- [7] Robinius, M., Markewitz, P., Caglayan, D., Stolten, D., Stenzel, P., Schöb, T., Grube, T., Heinrichs, H. u. a.: Wege für die Energiewende. Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050. Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek, Verlag, 2020, ISBN 9783958064836
- [8] C. Hebling et al., The global dimension of hydrogen and its derivatives towards climate neutrality, Hydrogen Online Conference 2021
- [9] S. Schemme et al., H₂-based synthetic fuels: A techno-economic comparison of alcohol, ether and hydrocarbon production, Int J Hydrogen Energy. 2020;45(8):5395–414
- [10] Gas for Climate, European Hydrogen Backbone: Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen, 2021
- [11] LBST, Infrastrukturbedarf E-Mobilität, Analyse eines koordinierten Infrastrukturaufbaus zur Versorgung von Batterie- und Brennstoffzellen-PKW in Deutschland, 2020
- [12] Roland Berger, Potenzial der Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Industrie in Baden-Württemberg, 2020
- [13] Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur, Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf, 2020
- [14] K. v. Knobelsdorff, NOW, Wasserstoffmobilität in der Verkehrswende, Deutsch-Schweizer Wasserstoff-Forum, 2021



IZES
Jan Hildebrand
hildebrand@izes.de



IZES
Irina Rau
rau@izes.de

Eva Hauser
hauser@izes.de

Fraunhofer ISE
Dr. Sebastian Gözl
sebastian.goelz@ise.fraunhofer.de

KIT
Dr. Dirk Scheer
dirk.scheer@kit.edu

Davi Francois
davi.francois@kit.edu

Wuppertal Institut
Katja Witte
katja.witte@wupperinst.org

Gesellschaftliche Akzeptanzfragen bei der Umsetzung von Wasserstofftechnologien

Einleitung

Die Bundesrepublik Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2045 klimaneutral zu werden. Das kann nur funktionieren, wenn fossile Rohstoffe durch erneuerbare Energien ersetzt werden – insbesondere in den Bereichen Industrie und Verkehr. Ein wesentlicher Baustein in diesem Transformationsprozess ist die Errichtung einer Wasserstoffwirtschaft, innerhalb derer Strom aus erneuerbaren Energien in grünen Wasserstoff umgewandelt und dieser als Energieträger vor allem in den Bereichen Industrie und Verkehr angewendet wird.

Für eine schnelle technische Umsetzung und erfolgreiche Nutzung von Wasserstofferzeugungstechnologien sowie Transport- und Verteilungsinfrastruktur ist neben anderen Bedingungen die öffentliche Akzeptanz ein wesentlicher Erfolgsfaktor. Die bundesweit wahrnehmbaren Proteste auf lokaler Ebene beim Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere bei Windenergieprojekten, aber auch bei anderen Energieinfrastrukturen wie dem Stromnetzausbau (Stichwort Südlink) oder Carbon Capture and Storage-Projekten (CCS) illustrieren eindrücklich, dass technische Infrastrukturen als soziotechnische Systeme stets in einen soziokulturellen Kontext eingebunden sind.

Die offensichtliche Nicht-Akzeptanz im Sinne einer Nicht-Nutzung bei den ersten Einführungsversuchen der Elektromobilität seit 2010 verdeutlicht zudem, dass gesellschaftlichen Akzeptanzlagen auf unterschiedlichen Akteursebenen für die erfolgreiche Diffusion technischer Innovationen relevant sind; sie reichen dementsprechend von der lokalen Technikakzeptanz von Anwohnenden gegenüber Erzeugungsanlagen bis hin zur Nutzungsakzeptanz von Anwendern im Verkehrsbereich. Diese Erfahrungen sind bei der Forschung zu gesellschaftlichen Akzeptanzfragen beim „System Wasserstoff“ zu berücksichtigen.

Bei der Akzeptanzforschung geht es zum einen darum, zu verstehen, welche Faktoren oder Merkmale existieren, die die Akzeptanz von Technologien oder Produkten bei unterschiedlichen Akteursgruppen beeinflussen. Akzeptanz meint dabei ein breites Spektrum von Reaktionen, das von Ablehnung über

Duldung und Befürwortung bis hin zu aktiver Unterstützung reicht, also sowohl die Bewertungs- als auch die Verhaltensebene einschließt. Perspektivisch wird so versucht zu zeigen, unter welchen Umständen bzw. nach welchen Kriterien eine Technologie oder ein Produkt gesellschaftlich akzeptabel wäre, um so möglichst frühzeitig auch Erkenntnisse über zukünftige Akzeptanzkonflikte zu gewinnen. Zum anderen ist es auch ein Ziel der Akzeptanzforschung, für die Bedeutung von sozialen Prozessen bei der Technologieentwicklung zu sensibilisieren und diese im Sinne eines sozio-technischen Systemverständnisses von Anfang an mitzudenken.

Akzeptanzforschung zu Wasserstofftechnologien

Hinsichtlich der Akzeptanzfragen bezogen auf die Wasserstoffnutzung ist zunächst zu spezifizieren, was die genauen Bezugsebenen sind:

- Akzeptanzsubjekt: Wessen Akzeptanz steht im Fokus: Industrie / Hersteller; NGOs, spezifische Nutzer*innen oder die allgemeine Bevölkerung?
- Akzeptanzobjekt: Was ist der genaue Gegenstand der Befragung: z. B. Technologie (Elektrolyseur, Leitung, Speicher), Produkt oder politische Maßnahme?
- Akzeptanzkontext: Welcher Rahmen liegt zu Grunde: z. B. Wasserstoffproduktion in einer Region oder internationale PtX-Strategie?

Davon abhängig können sich die Akzeptanzlagen dann sehr unterscheiden. Während auf der Ebene eines potenziellen Nutzers nach der Nachricht über einen Tankstellenunfall (bspw. Juni 2019 bei Oslo) die Risikowahrnehmung möglicherweise der stärkste Akzeptanzfaktor ist, spielt in der übergeordneten gesellschaftlichen Akzeptanzdebatte vor allem die tatsächlich verfügbaren Mengen an grünem Wasserstoff bzw. Annahmen hinsichtlich der internationalen Import-Potenziale und damit einhergehenden Bedingungen eine wesentliche Rolle.

Transformation ist ein sozialer Prozess und damit stark von der akteursspezifischen Perspektive und dem Anwendungskontext abhängig. Ebenso muss bei der Frage nach grünem Wasserstoff die Verbin-

derung zur Akzeptanz des verstärkten Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland gezogen werden. Dem Ausbau der Windenergie und den damit einhergehenden Diskussionen vor Ort kommt dabei zentrale Bedeutung zu. Daraus lässt sich die These ableiten, dass Wasserstoff selbst gar nicht in starkem Maße problembehaftet ist, sondern sich mögliche Konflikte bzw. Akzeptanzprobleme eher auf spezifische Teilbereiche (Erzeugung durch EE, kleinere bei Nutzung, z.B. PKW), oder übergeordnet auf den systemischen Gesamtkontext z.B. (Importe, Kosten) fokussieren.

Bisherige Befragungsergebnisse zeigen, dass die Gesellschaft dem Thema Wasserstoff prinzipiell positiv und offen gegenübersteht – selbst wenn noch kein vertieftes Wissen bzw. noch keine konkreten Erfahrungen vorliegen. Wichtig ist hierbei vor allem der Aspekt der positiven Umwelt- und Klimaschutzwirkungen – quasi „das Versprechen“, dass diese Technologien dann auch tatsächlich zu einer Treibhausgasminde rung beitragen bzw. im Lebenszyklus nachhaltig sind. Insofern wäre eine Empfehlung der Akzeptanzforschung an die Politik, für Entwicklung und Förderung von Wasserstofftechnologien entsprechende Standards und Rahmenbedingungen festzusetzen, damit die positiven Umweltwirkungen wie Treibhausgasminde rung und Nachhaltigkeit auch tatsächlich eintreten können. Nachhaltigkeit bedeutet neben den ökologischen Vorteilen dann auch die gerechte Verteilung von Kosten und Nutzen im ökonomischen wie im sozialen Sinne, wodurch die Transformation akzeptabel wird.

Nicht zuletzt ist es wichtig, ebenso wie die EE in der Vorkette, auch die Ebene der möglichen Folgeprodukte von Wasserstoff in die Akzeptanzbetrachtungen mit einzubeziehen. Hier sind z.B. strombasierte synthetische Kraftstoffe zu nennen, welche im aktuellen gesellschaftlichen Diskurs hinsichtlich ihrer möglichen Rolle innerhalb der Verkehrswende als Alternative zur Wasserstoffbrennstoffzelle oder der Elektromobilität kontrovers diskutiert werden.

Beispielhafte Forschungsprojekte der FVEE-Institute

Die oben skizzierten Forschungsfragen zu verschiedenen Aspekten der gesellschaftlichen Akzeptanz von Wasserstoff werden aktuell in unterschiedlichen Forschungsprojekten mit jeweils spezifischen inhaltlichen Schwerpunkten und Anwendungsbereichen adressiert. Im Folgenden werden ausgewählte Projekte zur Veranschaulichung kurz vorgestellt.

Projekt Kopernikus P2X (IZES)

Das methodische Vorgehen der Akzeptanzanalysen im Projekt P2X umfasst zum einen vertiefende Akzeptanzanalysen in Form von Interviews und Fokusgruppen mit Akteuren aus verschiedenen Anwendungsbereichen. Dabei geht es um die Rolle von PtX in der Mobilität – nicht nur im Straßenverkehr, sondern auch im Schiffs- und Flugverkehr – sowie um PtX-Produkte als Grundstoffe für die chemische Industrie und als Energieträger in industriellen Prozessen, wie z.B. der Glas- oder Stahlproduktion.

Zum anderen wurde für ein generelles Bild zur Akzeptanz von PtX-Technologien im Dezember 2020 eine Onlinebefragung durchgeführt. Dabei wurde eine repräsentative, deutschlandweite Stichprobe von N = 1123 Personen zwischen 16 bis 25 Jahren (junge Erwachsene) und N = 1134 Personen im Alter von über 25 Jahre erhoben. Die Akteursgruppe junger Erwachsener scheint für das P2X-Projekt besonders relevant, da sie aufgrund ihres Alters zukünftig am stärksten von den Veränderungen in den Forschungs-, Transformationsprozessen und der Anwendung von PtX-Technologien tangiert sein wird.

Der Fragebogen umfasste unterschiedliche inhaltliche Ebenen bezogen auf die Einschätzung der verschiedenen PtX-Technologien in den Anwendungsbereichen Mobilität, Energie und Chemie, damit verbundene Nutzungsintentionen und Zahlungsbereitschaft, Wissensstand, Umweltbewusstsein und Nachhaltigkeitsorientierungen, Selbstwirksamkeit, soziale Norm, Technologieoffenheit.

Zusätzlich findet eine zweite repräsentative Befragungswelle im November 2021 statt, sodass die Ergebnisse zwischen dem ersten und dem zweiten Erhebungszeitpunkt verglichen werden können.

STOA-Projekt (KIT-ITAS)

Gerade auf europäischer Ebene spielt die Etablierung einer Wasserstoffwirtschaft zur Erreichung von Klimaneutralität eine große Rolle. Die Europäische Kommission hat dazu die sogenannte Wasserstoffstrategie im Jahr 2020 auf den Weg gebracht.

Im Forschungsprojekt 'The potential of hydrogen for decarbonising EU industry' – durchgeführt vom Fraunhofer ISI und KIT-ITAS – wurde eine Studie zur Technikfolgenabschätzung von Wasserstoff für die industrielle Nutzung für das Europäische Parlament durchgeführt. Die Studie analysierte das komplexe System Wasserstoff aus unterschiedlicher Perspektive.

Im Einzelnen wurden folgende Ebenen des „Systems Wasserstoff“ beleuchtet:

- Nutzung von Wasserstoff in Industrie und anderen Sektoren
- Produktion und Import von Wasserstoff
- Wasserstoffinfrastruktur und -märkte

- EU und internationale Perspektive
- Akteure und Regionen

Aus einer Akzeptanzperspektive betrachtet, wird damit vor allem das Akzeptanzobjekt differenziert und detailliert.

Akzeptanzfragen spielen an spezifischen Elementen des Systems Wasserstoff eine Rolle:

- Fragen von Nachhaltigkeit beim Import (Wasserverbrauch, Strombezug)
- Anlagenbau bei punktuellen Wasserstoffregionen
- Infrastruktur über Pipelines und Güterverkehr
- Ausbau von erneuerbaren Energien für grünen Strombezug
- Nutzung von Wasserstoff als Energieträger in verschiedenen Segmenten
- eine gerechte Energiewende in der EU und den Partnerländern.

Es zeigt sich dabei vor allem, dass Akzeptanzfragen an verschiedenen Stellen des Systems Wasserstoff auftauchen. Daraus lässt sich die These ableiten, dass beim System Wasserstoff Akzeptanzfragen nur an bestimmten Stellen relevant sind.

Projekt H2-SO – Wasserstofftechnologien am Südlichen Oberrhein (ISE)

Das Projekt H2-SO unterstützt dabei, Wasserstoff in das Energiesystem und die unterschiedlichen Sektoren einzuführen. Ziel des Projekts ist es, am Südlichen Oberrhein eine Vielzahl relevanter Akteure aus allen Sektoren in Bezug auf die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie zu verknüpfen. In intensiver Diskussion werden im Rahmen eines Reallabors und am Beispiel mehrerer Anwendungen und Technologiedemonstrationen wesentliche aktuelle Hemmnisse bei der Implementierung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie benannt und Lösungsvorschläge zu einer künftigen Verbreitung erarbeitet. Adressiert wird dabei der Einsatz von Wasserstoff in Industrie und Mobilität, bei der netzfernen Stromversorgung, im Gasnetz und im kommunalen Umfeld. Zusätzlich wird auch der Transport und Handel von Wasserstoff in Gasnetzen und mittels Transporttrailern sowie dessen Erzeugung / Versorgung in der Region adressiert.

Projekt Protanz.NRW (WI)

Das Projekt untersucht, welche Faktoren die Akzeptanz von Infrastrukturprojekten für die CO₂-Einsparung im großindustriellen Bereich beeinflussen und welche Wechselwirkungen sich mit Protestbewegungen im Bereich Klima und Energie in NRW ergeben können. Das Projekt Protanz.NRW generiert somit Wissen über Belange und Vereinbarkeit von gesellschaftlich-heterogenen Interessen und Bewegungen mit Transformationsprozessen der nordrhein-westfälischen (energieintensiven) Industrie.

Das interdisziplinär angelegte Forschungsprojekt zielt folglich darauf ab, Protestformen und Akzeptabilitätsvorstellungen in der Bevölkerung aus unterschiedlichen wissenschaftlichen Perspektiven und mit verschiedenen Methoden zu verstehen. Dabei wird über ein partizipativ angelegter Prozess – analog wie digital – auch die Haltung der schweigenden Bevölkerungsmehrheit zu den Protestformen erforscht.

Die übergreifenden Fragestellungen des Vorhabens lauten:

- Welche Faktoren beeinflussen maßgeblich die gesellschaftliche Akzeptanz von Infrastrukturprojekten für CO₂-Einsparungen im großindustriellen Bereich?
- Welchen Einfluss haben Protestbewegungen aus den Bereichen Energie und Klima auf die Einstellung und Akzeptanz von Infrastrukturprojekten zur Dekarbonisierung der energieintensiven Industrie in NRW?

Das Projekt bezieht sich auf innovative Technologiepfade im Kontext industrieller Dekarbonisierungsstrategien in NRW. Dazu gehören aus rein technischer Sicht auch Anwendungen aus dem Bereich des (grünen) Wasserstoffs inklusive ihrer Infrastrukturherausforderungen.

Ausblick

Technische Innovationen benötigen immer eine Form von Akzeptanz, um in der Gesellschaft zu diffundieren. Denn technische Anlagen sind immer in einen sozio-technischen Systemkontext eingebettet. Das heißt, es sind immer Menschen in einem bestimmten Setting beteiligt, beeinflusst oder betroffen. Dementsprechend sollten die technischen Entwicklungen Hand in Hand mit sozialwissenschaftlichen Aspekten wie Beteiligungsmöglichkeiten, Akzeptabilitätskriterien und transparenter Kommunikation gehen.

Für die Akzeptanzbewertungen von Wasserstofftechnologien ist, wie in den vorangegangenen Abschnitten skizziert, eine systemische Perspektive notwendig. Dementsprechend sollte sowohl der Ausbau erneuerbarer Energien als notwendige Vorbedingung einbezogen werden als auch eine differenzierte Betrachtung der jeweils spezifischen Akteursgruppen und Wasserstofftechnologien sowie möglicher Folgeprodukte in ihren Anwendungsbereichen (z. B. Verkehr, Industrie) erfolgen.

Für die zukünftige Forschung sind neben den konkreten Gestaltungsfragen aus Sicht der Technologieakzeptanz insbesondere die Perspektiven und Ansprüche der unterschiedlichen Akteursebenen wie z. B. Gesellschaft, Industrie, spezifischen Nutzergruppen, aber beispielsweise auch der Kommunen als relevante Umsetzungsebene, zu beachten. Analog zu den Erfahrungen bei den erneuerbaren Energien besteht dabei eine Herausforderung auf der Verfahrensebene hinsichtlich der möglichen Beschleunigungsoptionen bei Planungs- und Genehmigungsverfahren.

Nicht zuletzt ist bei der Gestaltung eines erfolgreichen und gesellschaftlich akzeptablen Transformationsprozesses hin zu einer Wasserstoffrepublik die Frage der Gerechtigkeit zentral, d. h., wie sowohl hinsichtlich der Verteilung von Kosten und Nutzen (ökonomisch, ökologisch und sozial, insbesondere bezüglich der steigenden Energiepreise und Teilhabe) als auch bei der Gestaltung von Entscheidungsprozessen, faire Lösungen erreicht werden können. Die sozialwissenschaftliche Akzeptanzforschung kann hierzu wichtige Impulse für eine frühzeitige Identifikation von potenziellen Akzeptanzkonflikten beisteuern.

Woher kommt der grüne Wasserstoff?



ISFH
Dr. Raphael Niepelt
niepelt@isfh.de

DLR
Prof. Dr. Robert Pitz-Paal
robert.pitz-paal@dlr.de

Fraunhofer ISE
Marius Holst
marius.holst@ise.fraunhofer.de

FZ Jülich
Dr. Heidi Heinrichs
h.heinrichs@fz-juelich.de

IZES
Juri Horst
horst@izes.de

Dr. Uwe Klann
klann@izes.de

KIT
Dr. Thomas Jordan
thomas.jordan@kit.edu

Witold-Roger Poganietz
poganietz@kit.edu

Wuppertal Institut
Frank Merten
frank.merten@wupperinst.org

Dr. Julia Terrapon-Pfaff
julia.pfaff@wupperinst.org

ZSW
Maike Schmidt
maike.schmidt@zsw-bw.de

Das Energiesystem der Zukunft wird stark durch Elektrifizierung geprägt sein. Für die Langzeitspeicherung von Energie sowie für Bereiche, die sich nicht sinnvoll durch Strom defossilieren lassen, werden aber auch in Zukunft chemische Energieträger benötigt. Das Ziel der Klimaneutralität bedingt, dass diese Energieträger vollständig emissionsfrei aus erneuerbaren Energien (EE) hergestellt werden. Diese grünen Energieträger sind transportier- und handelbar, sodass sich ein internationaler Markt für grünen Wasserstoff und seine Folgeprodukte entwickeln wird.

Derzeit gibt es diesen Markt noch nicht. Grüner Wasserstoff ist preislich noch nicht konkurrenzfähig gegenüber fossilen Brennstoffen. Den größten Anteil am Wasserstoffpreis haben die Kosten für die Elektrolyseanlage sowie die Kosten für die Strombereitstellung. Die besten Bedingungen für die Wasserstoffproduktion bieten daher EE-Standorte und Technologien mit hohen Volllaststundenzahlen, an denen auch der Elektrolyseur bei wenig EE-Abregelung auf viele Betriebsstunden kommt [1].

Es wird erwartet, dass die Kosten für Wasserstofftechnologien, insbesondere für Elektrolyseure, in den nächsten Jahren stark sinken, wobei die Höhe der erwarteten Kostensenkungen stark variiert. Diese Entwicklung hat in Kombination mit Kostensenkungen bei den EE-Technologien das Potenzial, die Standortfaktoren zur Produktion von grünem Wasserstoff stark zu beeinflussen.

Regionale Wasserstoffgestehungskosten gleichen sich an

► **Abbildung 1a** zeigt exemplarisch den Einfluss der Elektrolyseurkosten auf die optimale Auslegung eines Hybrid-Systems aus Windenergie, Photovoltaik und Elektrolyse für einen Standort in Norddeutschland. Betrachtet wurde das Jahr 2030 sowie eine Spanne der Investitionskosten für Elektrolyse von 100 EUR/kW bis 900 EUR/kW bezogen auf die Ausgangsleistung. Der obere Wert entspricht in etwa dem heutigen Kostenniveau, der untere Wert den optimistischeren Annahmen für 2030. Als optimales System bei heutigen Elektrolyseurpreisen ergibt sich ein Wind-Solar-Hybrid-System. Die Elektrolyseleistung

wird auf etwa ein Drittel der Gesamtleistung der Wind- und Solaranlagen begrenzt. Diese Konfiguration begünstigt eine hohe Betriebsstundenzahl der teuren Elektrolyseanlage, wobei auch die Abregelung von erneuerbarer Energie in Kauf genommen wird.

Mit sinkenden Elektrolysekosten wird mehr Leistung zugebaut. Gleichzeitig ändert sich aber auch das Verhältnis von installierter Wind- und Solarleistung. Die günstigere Elektrolyse ermöglicht die Nutzung von mehr Solarenergie, die im Vergleich zur Windenergie weniger Volllaststunden liefert, aber über geringere Stromgestehungskosten verfügt. Wenn die Elektrolysekosten unter einen bestimmten Wert fallen, entscheidet sich der Optimierer dazu, ausschließlich Solarenergie zuzubauen. Da die Potenziale für die Solarenergienutzung in Europa anders und auch wesentlich gleichmäßiger verteilt sind als die Windenergiepotenziale, verändern sich durch die Kostensenkungen bei der Elektrolyse auch Standortfaktoren für die Wasserstoffproduktion. Die Verfügbarkeit von Windstrom verliert an Bedeutung, während Verfügbarkeit geeigneter Flächen zur Solarenergienutzung an Bedeutung gewinnt.

In ► **Abbildung 1b** sind die Bereitstellungskosten für grünen Wasserstoff in Abhängigkeit von den Elektrolysekosten für die Standorte Salzgitter und Ourique in Portugal aufgetragen. Aus dem Vergleich der beiden Standorte ist ein weiterer Trend zu erkennen. Ourique gehört zu den Standorten mit den günstigsten Voraussetzungen für EE-Produktion in Europa und verfügt dementsprechend auch über besonders günstige Bedingungen für die Produktion von grünem Wasserstoff. Durch die sinkenden Elektrolyseurpreise verringern sich die Wasserstoffgestehungskosten am weniger guten Standort Salzgitter jedoch stärker als die in Portugal, und der preisliche Abstand zwischen beiden Standorten nimmt ab. Dieser Trend ist ebenfalls übertragbar. Durch günstigere Elektrolyseurpreise verringern sich die globalen Unterschiede in den Gestehungskosten für grünen Wasserstoff. Die Transportkosten für grünen Wasserstoff hingegen gehen nicht im selben Maß zurück. In vielen Ländern in Europa, auch in Deutschland, wird dadurch die inländische Produktion preislich konkurrenzfähig. Der Standortfaktor EE-Gestehungskosten verliert an Bedeutung.

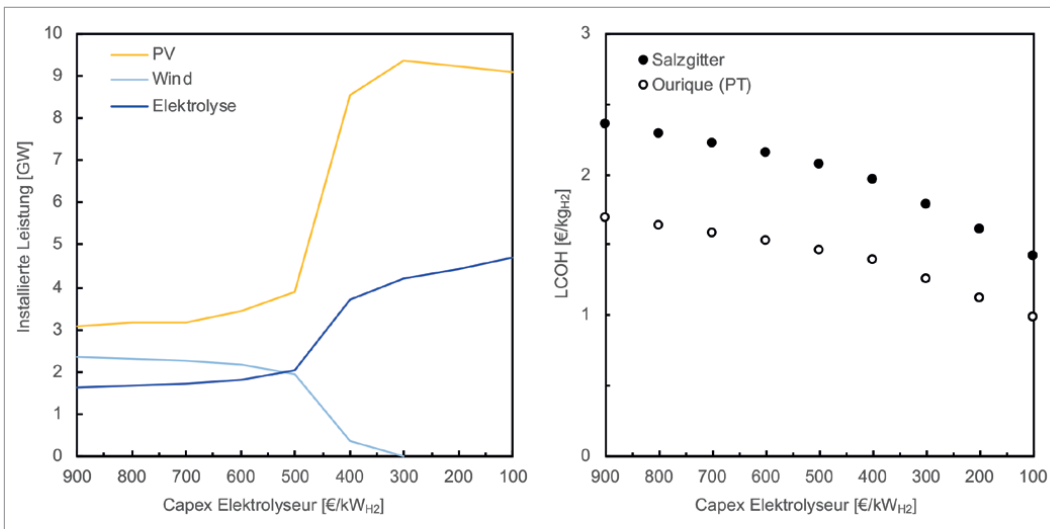


Abbildung 1

a) Optimale Auslegung eines Wind-Solar-Wasserstoff-Hybrid-systems

für die Produktion von 8 TWh grünem Wasserstoff in Salzgitter in Abhängigkeit der Elektrolyseurkosten im Jahr 2030.

b) Vergleich von Bereitstellungskosten für grünen Wasserstoffs

in Abhängigkeit von den Elektrolyseurkosten für die Standorte Salzgitter (DE) und Ourique (PT).

(Quelle: ISFH)

Weitere Standortfaktoren gewinnen an Bedeutung

Erneuerbare Energien brauchen Fläche. Die Notwendigkeit einer erneuerbaren Energieversorgung stellt Regionen mit auf die Landfläche bezogen hohen Energiebedarfen deswegen vor besondere Herausforderungen. Regionen mit wenig Energieverbrauch pro Fläche können sich einfacher selbst versorgen. In ► **Abbildung 2** zeigt die Strombilanz der europäischen Regionen in einem möglichen Szenario ein treibhausgasneutrales Europa. Die dicht besiedelten Regionen in den Benelux-Staaten und in Westdeutschland zeigen dabei einen negativen Saldo. Andere Regionen in Deutschland und Europa hingegen sind in der Lage, über den regionalen Bedarf hinaus zu produzieren. Insgesamt zeigt das Szenario, dass Deutschland vermutlich Energie-Importland bleibt, in Europa aber durchaus genügend Potenziale bestehen, den eigenen Energiebedarf zu decken. Dazu müssen die vorhandenen Potenziale allerdings wie im Szenario vorausgesetzt konsequent und in kurzer Zeit erschlossen werden, was, wenn man sich die Entwicklung in Deutschland in den letzten Jahren anschaut, eine Herausforderung ist.

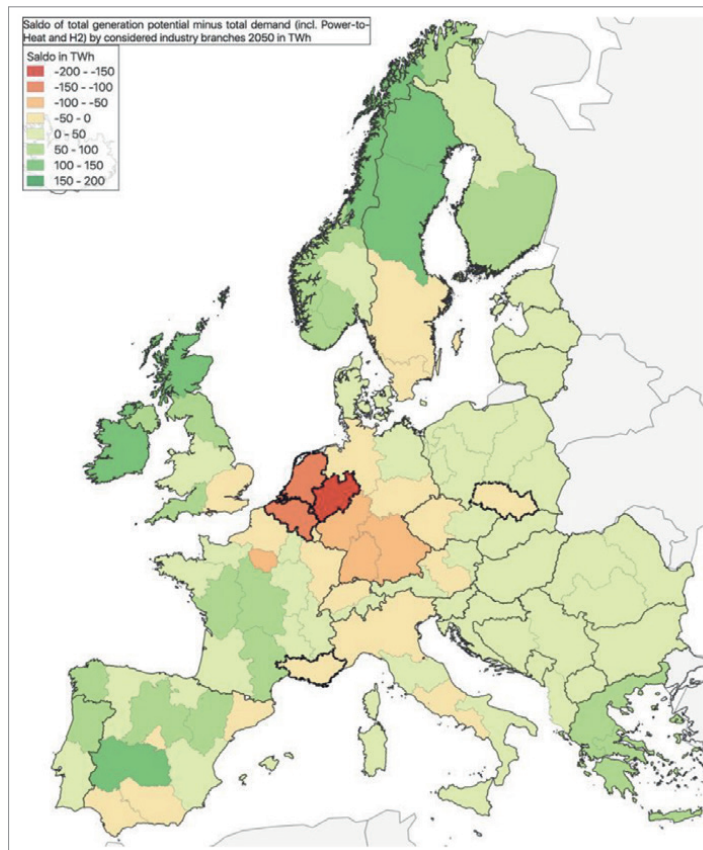
Die Frage, woher der grüne Wasserstoff kommt, den wir in Zukunft nutzen, wird daher vermutlich weniger durch die sich annähernden Wasserstoffgestehungskosten entschieden. Viel wichtiger ist die Frage, wo es genügend Potenziale zur Energiebereitstellung gibt und wie stark und wie schnell diese erschlossen werden können. Besonders im globalen Süden (Südamerika, Australien, Afrika) sowie in der MENA-Region gibt es Länder mit hohen Potenzialen für erneuerbare Energieerzeugung, die als potenzielle Exporteure von grünem Wasserstoff infrage kommen. Der großskalige Import nachhaltiger Energieträger aus diesen Ländern wird deshalb voraussichtlich ein

wichtiges Standbein der deutschen und europäischen Energiewende werden. Die Bundesregierung hat dies erkannt und die Vorbereitung von Energiepartnerschaften mit potenziellen Exportländern grüner Grund- und Treibstoffe auf die politische Agenda gehoben.

Auch für die Energieforschung in den FVEE-Mitgliedsinstituten ist die internationale Bereitstellung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien ein wichtiges Thema. Dabei stehen nicht nur die techno-ökonomischen Parameter einer möglichen Wasserstoffbereitstellung im Fokus. Für Infrastruktur zur Gewinnung, Transport und Umwandlung erneuerbarer Energie wird Fläche benötigt. Die Herstellung von grünem Wasserstoff benötigt zusätzlich Wasser. Die Produktion von grünem Wasserstoff für den Export kann daher nicht losgelöst von der Versorgung der Bevölkerung und schutzwürdiger Ökosysteme vor Ort betrachtet werden, die von denselben Ressourcen abhängig sind. Es besteht vielmehr ein internationaler Konsens, dass die UN-Ziele zur nachhaltigen Entwicklung nur erreicht werden können, wenn die Bereitstellung von Energie, Wasser, Nahrungsmitteln und Ökosystemdienstleistungen in einem sektor- und grenzübergreifenden Nexus-Ansatz integriert betrachtet wird.

Eine weitere Voraussetzung für den Aufbau von Wasserstoffinfrastruktur sind verlässliche geschäftliche Rahmenbedingungen vor Ort. Diese hängen stark von der Rechtssicherheit von Investitionen sowie der politischen Stabilität im jeweiligen Land ab und können sich von Land zu Land deutlich unterscheiden. Eine umfassende Analyse der Importpotenziale für grünen Wasserstoff ist aus diesen Gründen oft nur in interdisziplinären Forschungsprojekten zwischen der Energieforschung und den Sozial- und Rechtswissenschaften möglich.

Abbildung 2
Europaweite Strombilanz im Jahr 2050
 resultierend aus einer Defossilierung der Schwerindustrie in Europa. INFRA-NEEDS-Projekt, Wuppertal-Institut 2019, Rechnung auf Basis vom 110%-EE-Szenarien von e-highways
 (Quelle: Wuppertal Institut)



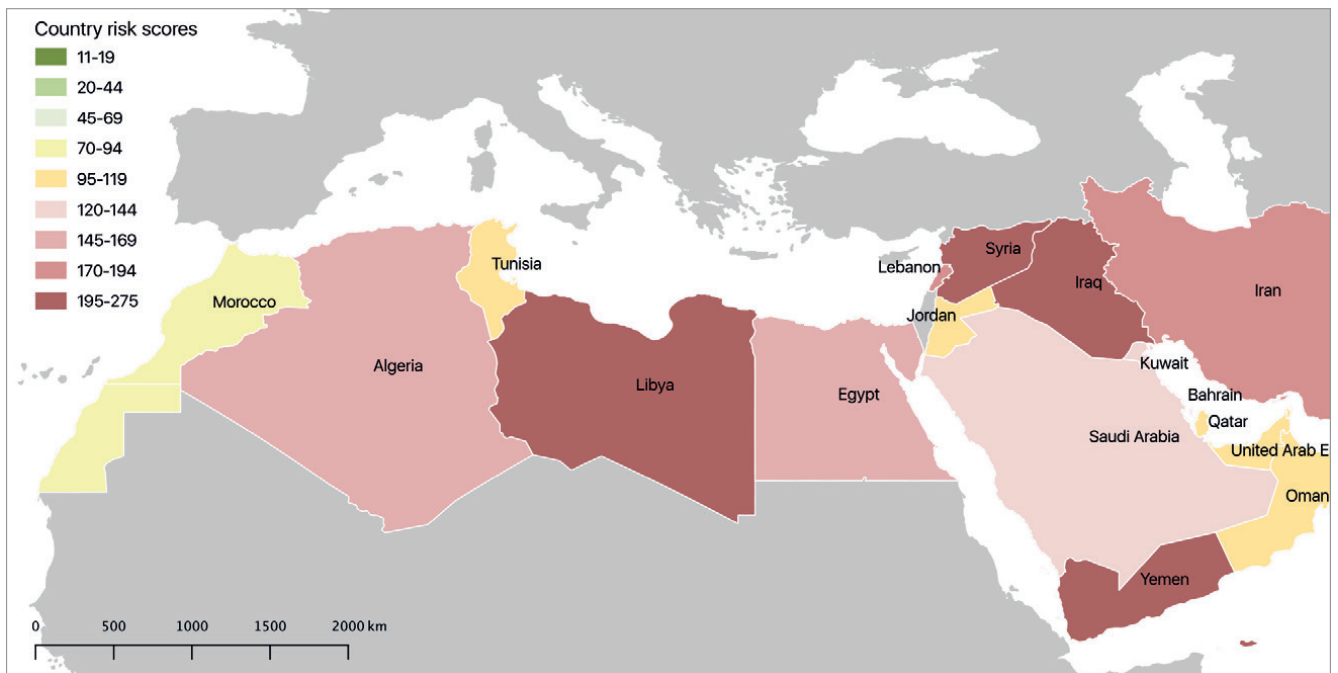
Potenziale für grüne Energieträger in Nordafrika und dem mittleren Osten

Im BMWK-geförderten Projekt MENA-Fuels untersuchen die FVEE-Einrichtungen Wuppertal Institut, IZES und DLR, welche Rolle die MENA-Region (Nordafrika und Naher Osten) zukünftig bei der Versorgung Deutschlands und der EU mit grünem Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen spielen könnte. Die Länder dieser Region besitzen alle große Potenziale für Solarenergie, teilweise auch für Windenergie. Die rechtlichen, politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen unterscheiden sich jedoch deutlich. Im Rahmen des Forschungsprojekts wurden die Risiken, die sich aus den länderspezifischen Besonderheiten für die Entwicklung eines synthetischen Kraftstoffsektors ergeben, mit Hilfe von über 100 Risikoindikatoren untersucht.

► **Abbildung 3** fasst die so ermittelten Länderrisiken in den untersuchten Ländern zusammen. Im Ergebnis zeigen sich stark unterschiedliche Risiken in den Ländern. Sehr hohe Risiken weisen die politisch von starken Konflikten geprägten Staaten (Irak, Jemen, Libyen, Syrien) auf. Auch für die anderen Länder in der Region bestehen teilweise erhebliche Risiken, welche die Entwicklung eines synthetischen Kraftstoffsektors beeinflussen können.

Potenziale für grünen Wasserstoff in Westafrika

Das Forschungszentrum Jülich hat im BMBF-geförderten H2-ATLAS-AFRICA-Projekt untersucht, ob und wie eine nachhaltige Wasserstoffproduktion mit einer nachhaltigen Flächen- und Grundwassernutzung kombiniert werden kann. Im in ► **Abbildung 4** dargestellten Ergebnis zeigt sich, dass in trockenen, küstenfernen Regionen die knappe lokale Wasserverfügbarkeit das technische grüne H₂-Potenzial um bis zu 80 % beschränkt. An weniger dicht besiedelten Standorten mit geringer bis mittlerer Entfernung zur Küste ist eine nachhaltige Wasserstoffproduktion möglich, wenn das dafür benötigte Wasser in Meerwasserentsalzungsanlagen gewonnen wird. Die Nutzung einer Meerwasserentsalzungsanlage erhöht die Wasserstoffgestehungskosten um 0,5 % und stellt damit keinen entscheidenden Kostenfaktor dar. Allerdings müssen sowohl der Strom für die Entsalzungsanlage als auch das Wasser für die Elektrolyse zwischen Küste und Elektrolyseurstandort transportiert werden. Aus diesem Grund scheiden küstennahe Standorte bei der Analyse etwas besser ab. Die Entsalzungsanlagen können nicht nur zur Wasserstoffproduktion, sondern auch zur Bereitstellung von Trinkwasser benutzt werden und so die Versorgungssicherheit vor Ort erhöhen.



PtX-Produktion mit 100% erneuerbaren Energien in Saudi-Arabien

Das Fraunhofer ISE hat Importkosten verschiedener PtX-Energieträger mit Jahressimulationen untersucht und die Anlagenauslegung für jeden betrachteten Energieträger auf minimale Importkosten optimiert (► **Abbildung 5**).

Aus den Ergebnissen ist wieder erkennbar, dass die Bereitstellungskosten für alle verglichenen Energieträger stark sinken werden, verursacht vor allem durch sinkende Kosten für Energiebereitstellung und Elektrolyse. Gleichzeitig ist aber auch zu beobachten, dass sich die Unterschiede in den Gestehungskosten der verschiedenen Energieträger verändern. Aufgrund der längeren Wadlungskette liegt der Anteil der Energiebereitstellung an den Gestehungskosten sowohl bei grünem Ammoniak als auch bei grünem Methanol höher als bei grünem Wasserstoff. Zusätzlich bestehen auch bei der für das Methanol benötigten Carbon-Capture-Technologie noch große Kostensenkungspotenziale. Da die Transportkosten der Energieträger nicht in gleichem Tempo sinken werden, ist zu erwarten, dass sowohl grüner Ammoniak als auch grünes Methanol trotz der aufwändigeren Wadlungsketten irgendwann preisgünstiger importiert werden können als grüner Wasserstoff.

Importoptionen für grünen Wasserstoff

Für den Transport von grünem Wasserstoff über längere Strecken gibt es eine Vielzahl an Optionen. Diese können sowohl unterschiedliche Transportmittel umfassen, wie den Transport per Pipeline oder per Schiff, als auch die stoffliche Umwandlung des grünen Wasserstoffs in ein anderes, möglicherweise technisch einfacher zu transportierendes Molekül.

Eine mögliche Importoption für molekularen grünen Wasserstoff ist der Import von gasförmigem Wasserstoff per Pipeline. Die Technologien für diesen Transportweg sind weitestgehend vorhanden und werden auch schon im größeren Umfang in regionalen Netzen eingesetzt. In Deutschland wird zum Beispiel im Ruhrgebiet ein solches Wasserstoff-Pipelinennetz mit 240 km Leitungslänge betrieben. Da die Verlegung der Rohrleitung den größten Anteil an den Kosten für eine Gaspipeline ausmacht, sinkt die Wirtschaftlichkeit dieses Transportwegs mit wachsender Entfernung.

Eine Alternative zum Pipelinetransport ist der Seeverkehr. Dort kommen für den Import von molekularem Wasserstoff aus heutiger Sicht zwei Technologierouten infrage: verflüssigter Wasserstoff (LH2) sowie Wasserstoff, der an ein flüssiges organisches Trägermedium gekoppelt ist (LOHC). Bei beiden Technologien müssen zusätzliche Infrastrukturen aufgebaut werden. Für die Verflüssigung (LH2) bzw. für die Ausspeicherung des Wasserstoffs aus dem Trägermedium (LOHC) wird zudem im Vergleich zum Pipelinetransport zusätzlich Energie benötigt.

Abbildung 3

Länderrisikobewertung für die Entwicklung synthetischer Kraftstoffsektoren

(„Business-as-usual“-Szenario) basierend auf der Bewertung von über 100 Risikoindikatoren aus dem MENA-Fuels-Projekt

(Quelle: Wuppertal Institut)

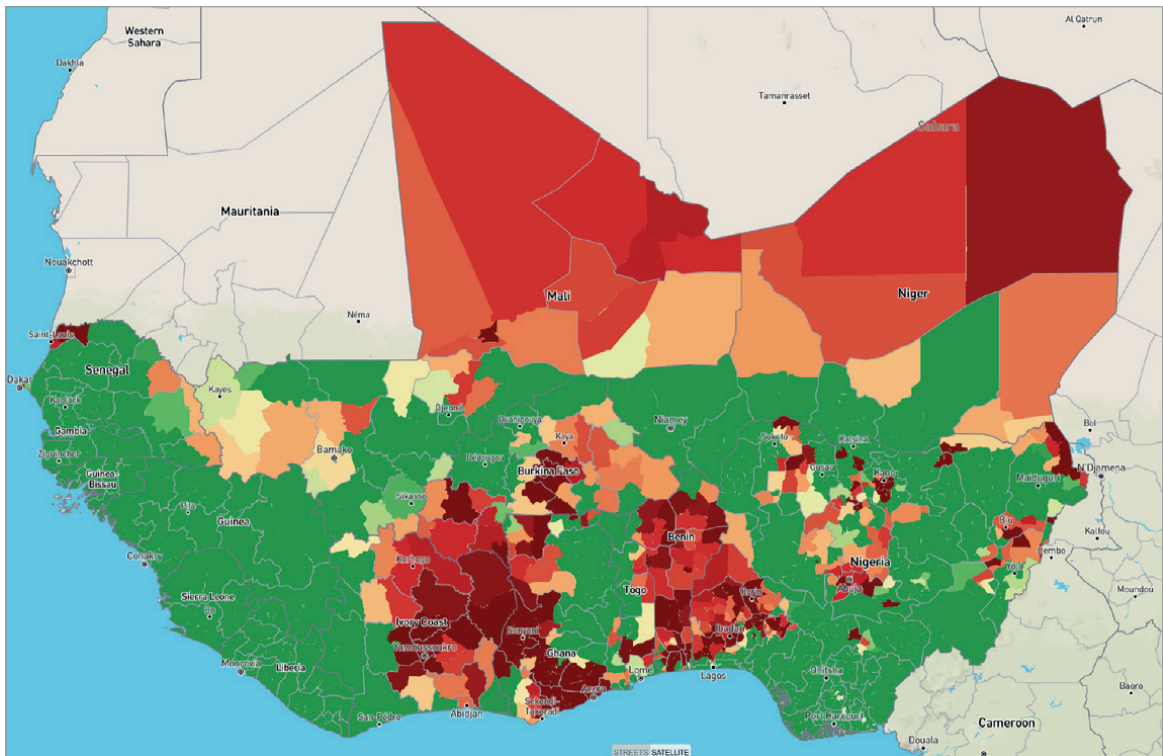
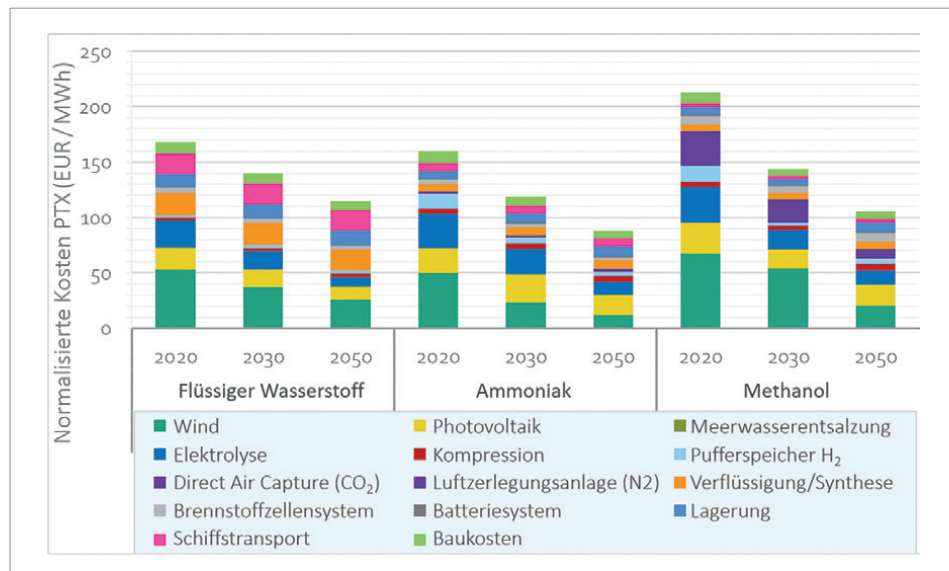


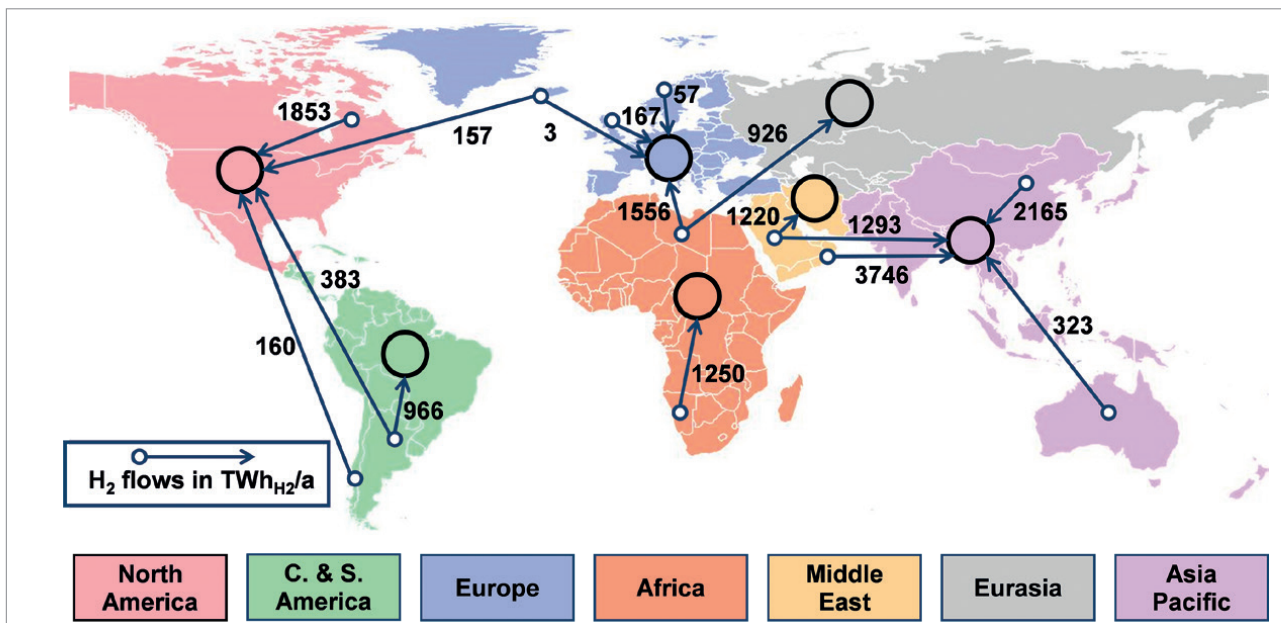
Abbildung 4
Maximal mögliche Wasserstoffproduktion in Westafrika bei nachhaltiger Wassernutzung [2]
(Quelle: H2Atlas-Africa, FZ Jülich)

Auf kurze Entfernung ist der Transport per Seeverkehr daher im Vergleich zur Pipeline teurer. Die Transportkosten steigen jedoch mit wachsender Entfernung weniger stark an. Ergebnisse des MENA-Fuels-Projekts zeigen, dass bei Transportwegen mit mehr als 2.000 km Länge Seetransport günstiger werden könnte als Pipelinetransport [3]. Sofern bereits eine Gasfernleitung verlegt ist, die man für den Wasserstofftransport umrüsten könnte, ist der Seeverkehr frühestens ab 8.000 km Transportweg die wirtschaftlichere Option. Bei kurzen Entfernungen hat die Pipeline Vorteile. Auch größere Transportvolumina begünstigen eher die Pipeline.

► **Abbildung 6** zeigt ein kostenoptimiertes Szenario für eine weltweite Wasserstoffversorgung. Im Ergebnis der Optimierungsrechnung, die techno-ökonomische Parameter wie Infrastruktur- und Transportkosten berücksichtigt, aber keine nicht-technischen sozialen oder geopolitischen Faktoren, werden Wasserstoffbedarfe weltweit stets durch Produktion im eigenen oder in einem benachbarten Kontinent gedeckt. Europa wird zu einem großen Anteil aus Nordafrika mit Wasserstoff versorgt.

Abbildung 5
Heutige und zukünftige Gestehungskosten für grüne Energieträger in Saudi-Arabien
(Quelle: Fraunhofer ISE)





Für die stoffliche Wandlung von grünem Wasserstoff in Ammoniak oder Kohlenwasserstoffe wird ähnlich der Verflüssigung beim LH₂ zusätzliche Energie benötigt. Wie bereits in ► **Abbildung 5** gezeigt, lassen sich sowohl Ammoniak als auch Methanol sehr kostengünstig über große Strecken transportieren, so dass der reine Transportkostenanteil wesentlich geringer ausfällt als bei den Transportwegen für elementaren Wasserstoff. Für Anwendungen, die keinen grünen Wasserstoff, sondern Ammoniak oder synthetische Kraftstoffe nutzen, ist daher auch heute schon die wirtschaftlichste Option, den grünen Wasserstoff erst zu konvertieren und dann zu transportieren.

Zusammenfassung und Fazit

Grüner Wasserstoff ist eine Voraussetzung zur Erreichung von Klimaneutralität. Die Potenziale zur grünen Wasserstoffproduktion sind weltweit verteilt. Die technologische Weiterentwicklung in den Bereichen erneuerbare Energieerzeugung und Elektrolyse wird dazu führen, dass die Gestehungskosten für grünen Wasserstoff sich weltweit angleichen und andere Standortfaktoren stärker in den Vordergrund rücken. Dazu gehören die Verfügbarkeit von Flächen zur EE-Produktion und die Investitionssicherheit durch stabile politische Rahmenbedingungen. Auch Nachhaltigkeitskriterien z. B. bei der Wasserbereitstellung müssen berücksichtigt werden. Da schon bald größere Mengen an grünem Wasserstoff benötigt werden, sollten die weltweit vorhandenen nachhaltig nutzbaren Potenziale in internationaler Partnerschaft parallel ausgebaut werden. Grüner Wasserstoff wird zum globalen Handelsgut.

Die Bereitstellungspreise von grünem Wasserstoff in Europa hängen dabei von der Länge der Handelswege und dem Zugriff auf bereits verfügbare Transportinfrastruktur ab. Für molekularen Wasserstoff ist der Transport per Pipeline dem Schiff vorzuziehen, günstigenfalls durch Umnutzung bereits bestehender Leitungen. Im Seeverkehr spielt die Entfernung eine untergeordnete Rolle für den Importpreis. Grüne Kraftstoffe können günstiger nach dem Syntheschritt transportiert und importiert werden. Wichtigster europäischer Lieferant für grünen Wasserstoff und Kraftstoffe könnte Afrika werden.

Abbildung 6

Kostenoptimale Gesamtwasserstoffallokation

zur Deckung des weltweiten Bedarfs mit einer regionalen Klassifizierung [4].

(Quelle: FZ Jülich)

Literaturangaben

- [1] A. Rosenstiel, N. Monnerie, J. Dersch, M. Roeb, R. Pitz-Paal, and C. Sattler, *Energies* 14, 3437 (2021).
- [2] Forschungszentrum Jülich, H2Atlas-Africa, <https://www.h2atlas.de/de/>
- [3] MENA-Fuels-Projekt: Vergleich der Seetransportkosten von H₂ mit Pipelinetransportkosten in Abhängigkeit von der Entfernung (2021).
- [4] P.-M. Heuser, T. Grube, H. Heinrichs, M. Robinius, and D. Stolten, preprint (2020).

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 Wasserelektrolyse-technologien (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		

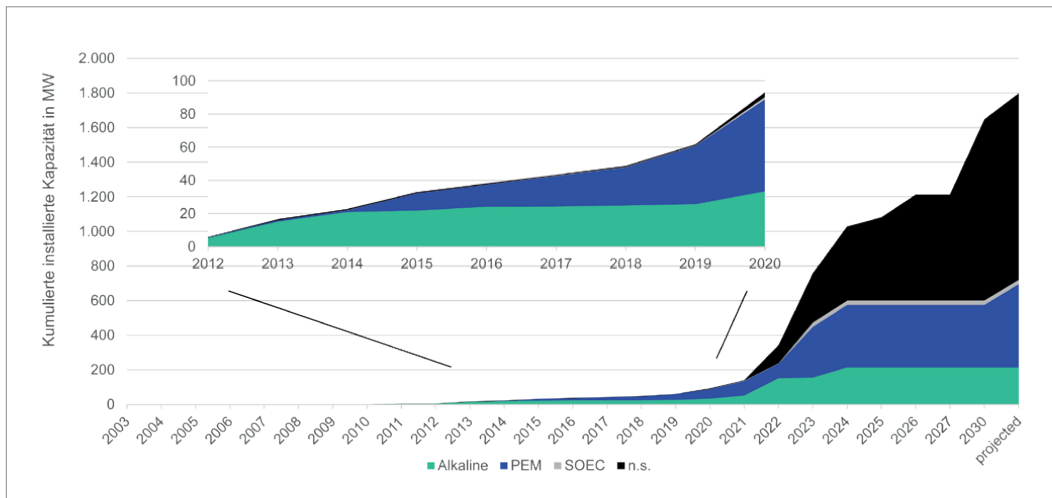


Abbildung 1
Elektrolysekapazität:
zeitliche Entwicklung
des Ausbaus nach
Technologien
(Quelle: FZ Jülich)

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.

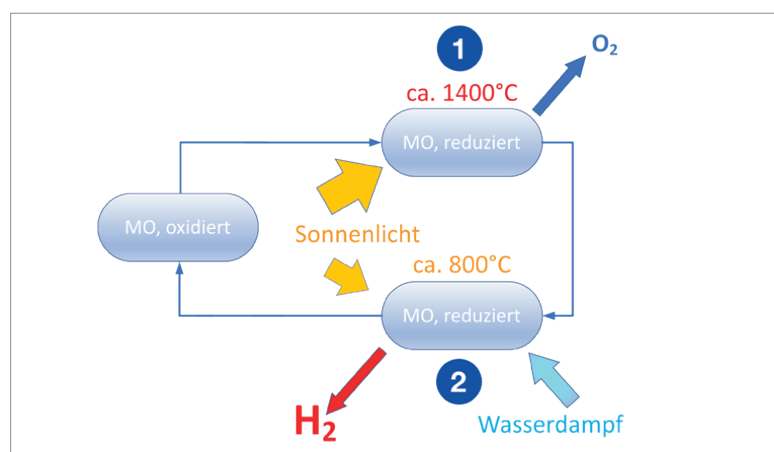


Abbildung 2
Solarchemische Wasserstoffherzeugung mit konzentriertem Sonnenlicht
(MO = Metalloxid)
(Quelle: DLR)

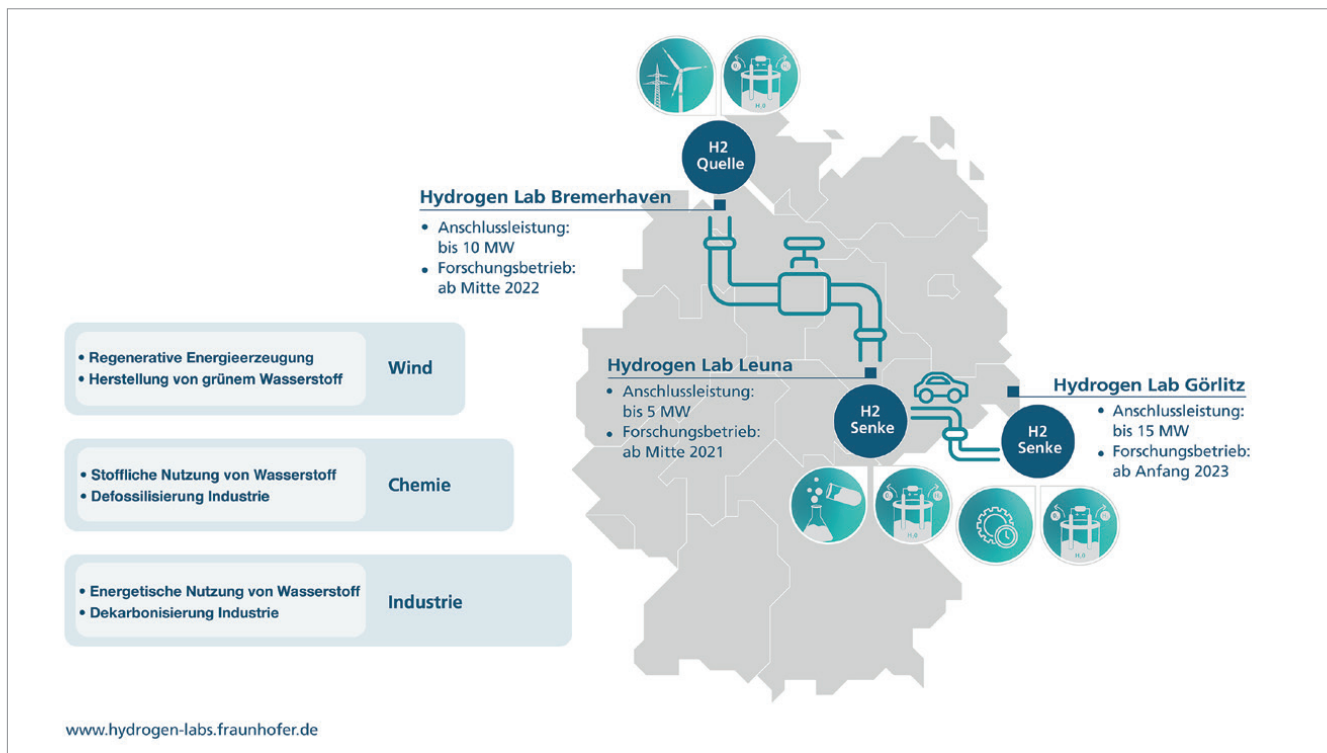


Abbildung 3
Vernetzte Wasserstoffplattformen Fraunhofer Nord-Ost-Konzept
 (Quelle: Fraunhofer IWES)

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 zukunftssträchtige 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.

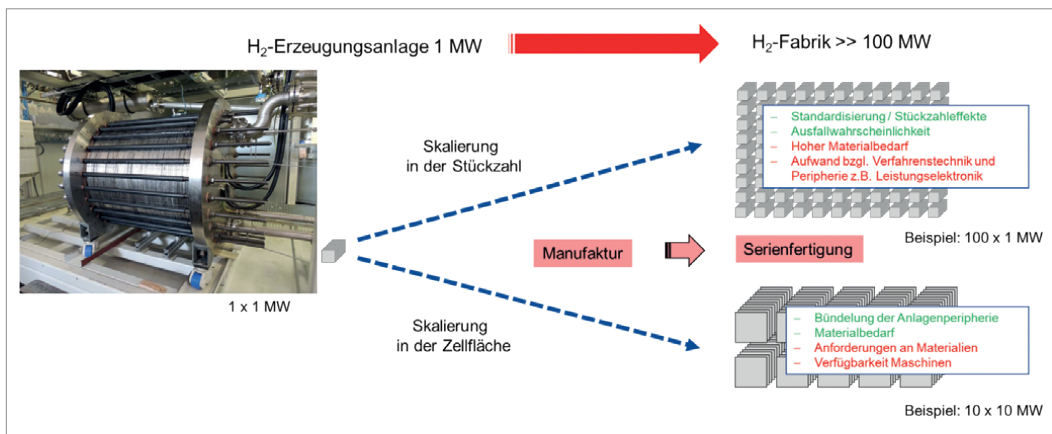


Abbildung 4

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 Elektrolysetechnologien 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 Druckelektrolysetechnologie 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

Elektrische Systemtechnik für die großskalige Wasserstoffelektrolyse



Fraunhofer IEE
Dr. Norbert Henze
norbert.henze@iee.fraunhofer.de

Jochen Bard
jochen.bard@iee.fraunhofer.de

Fraunhofer ISE
Sönke Rogalla
soenke.rogalla@ise.fraunhofer.de

Felix Kulenkampff
felix.kulenkampff@ise.fraunhofer.de

Einleitung

Um die ambitionierten politischen Ziele in Deutschland für die Wasserelektrolyse zu erreichen, ist eine hohe Marktdynamik erforderlich. Doch wie haben sich die Power-to-X-Projekte in Deutschland entwickelt und wie muss diese Entwicklung fortgeschrieben werden?

Seit etwa 2013 wurden die ersten größeren PtX-Projekte realisiert und in das Netz integriert. Beispiele hierfür sind die Audi-e-Gas-Anlage in Werlte sowie der Energiepark Mainz mit jeweils 6 MW-Anlagen.

In 2018 waren ungefähr 30 Anlagen in Planung, Bau oder Betrieb mit einer Gesamtleistung von ~25 MW. Davon haben die meisten Anlagen eine Anschlussleistung von 1 MW oder kleiner.

In 2019 gab es den Ideenwettbewerb zu Reallaboren der Energiewende, in dem u. a. auch Wasserstofftechnologien adressiert waren. Hier haben sich 90 Konsortien mit Ideen beworben. Als Gewinner wurden im Juli 2019 schließlich 20 Projekte verkündet. Dabei sollten auch mehr als 200 MW Elektrolyseleistung installiert werden. Hierzu läuft eine Begleitforschung, die die Reallabore wissenschaftlich betreut. Weitere Informationen hierzu findet man im Internet [1].

Seit Mai 2021 laufen auch IPCEI Förderungen (Important Projects of Common European Interest) für transnationale Vorhaben von gemeinsamem europäischen Interesse, die mittels staatlicher Förderung einen wichtigen Beitrag zu Wachstum, Beschäftigung und Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie und Wirtschaft leisten. Damit sollen allein in Deutschland Investitionen in Höhe von 33 Mrd. EUR ausgelöst werden. Von über 200 Projektskizzen wurden 62 deutsche Großvorhaben ausgewählt. Darin sind 19 Projekte mit Bezug zur Wasserstoffherzeugung zu finden mit einer Gesamtleistung von mehr als 2 GW [2].

Das nationale Ziel, das mit all diesen Maßnahmen angestrebt wird, sind 10 GW Elektrolyse in 2030 [3] und weitere 5 GW bis 2035 [4]. Gemäß der Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa sind die EU-Ziele 6 GW bis 2024 bzw. 40 GW bis 2030 [5].

Internationale PtX-Projekte sind in der McKinsey Studie „Hydrogen Insights“ zu finden [6], [7]. Darin werden 359 Großprojekte identifiziert. Die angekündigte Produktionskapazität für kohlenstoffarmen Wasserstoff beträgt demnach 11 Millionen Tonnen bis 2030. Dies ist ein Anstieg von 64% seit Dezember 2020 und von über 450% seit Dezember 2019. 70% der angekündigten Produktionskapazität stammen aus erneuerbaren Energiequellen, während die anderen 30% kohlenstoffarmer Wasserstoff aus fossilen Brennstoffen in Kombination mit CCS sind. Die Produktion aus erneuerbaren Energiequellen beläuft sich bis 2030 auf rund 65 GW Elektrolysekapazität. Für diese Szenarien wurden drastische Kostenreduktionen angenommen, die einerseits auf einer Reduktion der Kosten für erneuerbare Energien herrühren und andererseits auch von einer Reduktion der Investitionskosten für Elektrolyseanlagen.

Um diese hochgesteckten Ziele zu erreichen, ist eine rasche Steigerung der Produktionskapazität auf > 1 GW/a ist erforderlich! Der Markt muss sich deutlich schneller entwickeln und Produktionskapazitäten müssen gesteigert werden um den geplanten Scale-Up der Elektrolysekapazitäten ermöglichen zu können.

Motivation und Forschungsbedarf

Was ist nun die Motivation für Forschung beim Scale-Up der Elektrolysekapazität? Im Rahmen der elektrischen Wasserstoff-Systemtechnik betrachten wir insbesondere die Leistungselektronik und Netzintegration von Elektrolyseanlagen.

Die Ausgangssituation wurde oben dargestellt: grüner Wasserstoff wird bei der Energiewende und der Erreichung der Klimaziele eine wichtige Rolle spielen. Hierfür sind große Mengen elektrischer Energie erforderlich, die am Standort der Elektrolyseanlagen bereitgestellt werden muss. Bei der Versorgung der Elektrolyseure und deren Einbindung in das elektrische Netz spielen leistungselektronische Stromrichter eine zentrale Rolle. Hier wird sich ein zunehmender Bedarf an kostengünstiger Stromrichtertechnik mit hohem Wirkungsgrad, Langlebigkeit und Netzdienlichkeit entwickeln.



Abbildung 1

IPCEI-Standorte:

Für Deutschland wurden u. a. 19 Großvorhaben mit Bezug zu Wasserstoff ausgewählt.

(Quelle: © BMWK)

Um diesen Bedarf zu decken, ergeben sich bei der Entwicklung der Stromversorgungstechnik technologie- und kostenbezogene Herausforderungen. Bezogen auf die Technologie geht es darum, die Stabilität des Gesamtsystems bei dargebotsabhängiger Stromversorgung aus erneuerbaren Energien sicherzustellen. Dazu müssen dynamische Wechselwirkungen zwischen dem Netz, der Leistungselektronik und dem Elektrolyseur sicher beherrscht werden können. Auf der Kostenseite geht es dann darum, den Anteil der elektrischen Systemtechnik an den Anlagekosten zu senken, indem modulare und standardisierte Gleichrichter aus Großserienfertigung verwendet werden.

Stand der Technik

Wie ist die Situation heute und von welchem Stand der Technik bei den Elektrolyseuren und der Leistungselektronik gehen wir aus?

Elektrolyseure sind noch kein Massenprodukt. Die Fertigung erfolgt bisher in kleinen Stückzahlen und es gibt kaum Standards. Jedes Projekt hat seine individuellen Anforderungen. Zwar ist die Wasser-Elektrolyse keine neue Technologie, der bevorstehende großskalige Aufbau von Elektrolyse-Kapazitäten wird jedoch verschiedene technische Weiterentwicklungen hervorbringen. Aus Sicht der elektrischen Systemtechnik lassen sich folgende Trends erkennen:

- Die Leistung von Elektrolyse-Stacks wird in den Multi-Megawattbereich steigen.
- Die DC-Spannungsniveaus werden steigen.
- Zur Erfüllung neuer Anforderungen hinsichtlich Wirkungsgrad, Regeldynamik und Spannungsqualität werden neue Stromrichtertopologien zum Einsatz kommen.
- Zur Vermeidung von Netzausbau, werden Hybridanlagen in Verbindung mit Photovoltaik, Windenergie und Speichern zur erzeugungsnahen H₂-Produktion entstehen.
- Wasserstoff-Gewinnung auf hoher See wird ein Thema werden, da hier große Mengen an Windstrom bereitgestellt werden können und der Wasserstoff-Transport per Schiff gut zu realisieren ist.

Zur Versorgung der Elektrolyseure werden derzeit zumeist 12-pulsige thyristorbasierte Gleichrichter verwendet. Neuere Gleichrichter beinhalten neben dem Thyristor-Gleichrichter noch einen DC/DC-Wandler, um den Elektrolyseur besser vom Netz zu entkoppeln. Der wesentliche Vorteil ist, dass es sich hier um eine kostengünstige und erprobte Technik handelt. Dem stehen aber auch Nachteile gegenüber: hoher Blindleistungsbedarf, hohe Netzrückwirkungen und somit hoher Filterbedarf. Systemdienstleistungen sind kaum möglich. In der Regel kommen die Stromrichtersysteme aus anderen Anwendungen, sind noch nicht für Elektrolyseure optimiert und haben oft einen geringen Teilwirkungsgrad.

Zukünftige Anforderungen

In Anbetracht der hohen Elektrolyse-Kapazitäten, die in den kommenden 10–20 Jahren aufgebaut werden, müssen auch Fragen der Netzintegration und Netzstabilität betrachtet werden, die mit derzeit verwendeten Technologien (netzgeführte Stromrichter) nicht bedient werden können.

Elektrolyseure werden künftig zu einem relevanten Baustein des Energiesystems. Sie können dabei nicht nur eine mögliche Flexibilitätsoption (Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch) darstellen, sondern auch wichtige Systemdienstleistungen erbringen. Sie können beispielsweise zur Spannungs- und Frequenzhaltung beitragen oder sogar netzbildende Eigenschaften übernehmen, die für die Spannungsqualität und die dynamische Netzregelung wichtig sind.

Es ist damit zu rechnen, dass neue Netzanschlussregeln erarbeitet werden müssen, mit denen großskalige Elektrolyseure in die Pflicht genommen werden, sich an der Sicherstellung eines stabilen Netzbetriebs zu beteiligen. Derartige neue Anforderungen können nicht vollständig durch etablierte Gleichrichtertechnologie erfüllt werden. Es müssen daher moderne Stromrichtertechnologien für Elektrolyseure entwickelt werden und zum Einsatz kommen.

Der netzdienliche Einsatz wird zu veränderten Anforderungen an die Elektrolyseure führen. Elektrolyseure werden zukünftig nicht nur auf hohe Vollaststunden, sondern auch zur Abnahme von Spitzenlasten ausgelegt werden. Neben der Deckung des Wasserstoff-Bedarfs der angeschlossenen verfahrenstechnischen Anlagen müssen auch Leistungsvorgaben von der Netzseite erfüllt werden. Etablierte, robuste (und günstige) Thyristor-Gleichrichter müssen durch hoch-dynamisch regelbare Stromrichterlösungen ersetzt werden.

Auf dem Weg aus der Nische zu einem Markt mit hohen Installationszahlen können folgende Ansätze verfolgt werden:

- „Best Practice“ von PV-/Wind-/Speicher-Stromrichtern in der Multi-Megawatt-Klasse in die Elektrolyse-Branche übertragen.
- Maßgeschneiderte leistungselektronische Komponenten entwickeln. Dies ist bei hohen Stückzahlen möglich.
- Optimierung der Anlagenkonzepte (von der Zelle bis zur Netzeinspeisung). Nicht einzelne Komponenten isoliert betrachten, sondern immer im Systemkontext. D. h. den Stromrichter als Schnittstelle zwischen Netz und Elektrolyseur betrachten und beide Seiten für ein optimales Systemdesign berücksichtigen.

Diese Themen werden u. a. in den Projekten HyLeiT und OffsH2ore bearbeitet. Das Forschungsziel ist eine kostenoptimierte Systemtechnik und Netzintegration von Elektrolyseanlagen.

Lösungsansätze

Das BMBF fördert drei Wasserstoff-Leitprojekte, die einen zentralen Beitrag zur Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie darstellen.

Die Wasserstoff-Leitprojekte sollen über vier Jahre Wasserstofftechnologien in drei zentralen Bereichen umfassend weiterentwickeln:

- Das Projekt H2Mare erforscht Möglichkeiten, Wasserstoff und seine Folgeprodukte direkt auf See mithilfe von Windrädern zu produzieren.
- Das Projekt TransHyDE entwickelt, bewertet und demonstriert Technologien zum Wasserstoff-Transport.
- Das Projekt H2Giga widmet sich der serienmäßigen Herstellung von Wasser-Elektrolyseuren.

Bezüglich der elektrischen Systemtechnik ist insbesondere das Leitprojekt H2Giga von Bedeutung. Das Ziel von H2Giga ist der Scale-up der Wasserstoff-Herstellung in den GW-Maßstab durch Technologien für die Industrialisierung der Wasserelektrolyse. Neben etablierten und neuen Verfahren für die Elektrolyse werden in einem Innovationspool verschiedene Querschnittsthemen betrachtet.

Das Projekt HyLeiT

In dem Innovationspool des Leitprojekts H2Giga ist ein weiteres Projekt angesiedelt, das sich mit der elektrischen Systemtechnik von Elektrolyseanlagen beschäftigt. Dieses Projekt vom BMBF geförderte Projekt nennt sich HyLeiT. Das zentrale Forschungsthema ist kostenoptimierte Systemtechnik und Netzintegration von Anlagen für die Erzeugung von grünem Wasserstoff.

Koordinator von HyLeiT ist das Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE in Kassel. Weitere Partner sind die SMA Solar Technology AG, die Infineon Technologies AG, die Technische Universität Dresden und die Hochschule Bonn-Rhein-Sieg.

Das Ziel von HyLeiT ist die Entwicklung einer neuen Generation von Elektrolyse-Stromrichtern und elektrischer Systemtechnik mit folgenden Eigenschaften:

- Eine deutliche Reduzierung der Kosten gegenüber dem heutigen Stand der Technik

- Eine verbesserte DC-Stromqualität für den Elektrolyseur sowie eine erhöhte Zuverlässigkeit und Sicherheit
- Sicherstellung der Netzverträglichkeit und Netzdienlichkeits-Optionen

Dabei sollen auch Szenarien mit hohem Anteil erneuerbarer Energien betrachtet werden.

Um diese Ziele zu erreichen, werden verschiedene Pfade bzw. Lösungsansätze verfolgt. Im Mittelpunkt steht der Gleichrichter für die Stromversorgung. Dafür schauen wir uns verschiedene Optionen an:

- Zielgerichtete Anpassung und Nutzbarmachung von bewährter, robuster und netzdienlicher Großserientechnik der PV- & Batteriestromrichter für Elektrolyseanlagen
- Skalierbare Stromversorgungstechnologie für Elektrolysestromrichter auf Basis von Thyristoren. Dabei stehen vor allem hybride Konzepte im Fokus, die eine Kombination aus Thyristorstromrichter und IGBT- bzw. SiC-MOSFET-Stromrichter darstellen.
- Verwendung speziell entwickelter Halbleiterbauelemente in Stromrichterkonzepten für Elektrolyseanlagen. Mit diesem Ansatz sollen Lösungen erarbeitet werden, die zukünftigen Anforderungen an Netzdienlichkeit, Zuverlässigkeit und Funktionalität gerecht werden.

Durch Untersuchung und Vergleich verschiedener Lösungen soll eine technisch und wirtschaftlich optimale Lösung für die Stromversorgung und Netzintegration von Elektrolyseanlagen gefunden werden. Weiterhin werden auch Tools zum Design des Gesamtsystems erstellt, um einerseits die Entwicklung von Stromrichtern zu beschleunigen und andererseits auch um die Komponenten Testen und demonstrieren zu können. Hier kommen vor allem Entwicklungs- und Testumgebungen auf Basis von Model in the Loop und Hardware bzw. Power-Hardware in the Loop Konzepten zum Einsatz.

Ein weiterer Schwerpunkt sind Systemanalysen und Validierungen, wobei es um Themen und Fragestellungen geht wie z. B.

- Kostenreduktion, Netzdienlichkeit und hohe Wirkungsgrade durch optimierte Halbleitertechnik
- Untersuchungen zum Betrieb in EE-Systemen bzw. Netzen mit hohem Anteil EE
- Bereitstellung von Systemdienstleistungen bei volatiler Erzeugung aus erneuerbaren Energien
- Untersuchung von Elektrolyse-Stacks zur Erstellung von echtzeitfähigen Simulationsmodellen und optimalen Auslegung des Stromrichters
- Entwicklung angepasster Stromrichtertechnik, die Degradation der Stacks und unterschiedliche

Betriebszustände der Elektrolyse effizient beherrscht

- Entwicklung von Testszenarien

Das Projekt OffsH2ore

Aufgrund der begrenzten Flächenverfügbarkeit sowie anderer Herausforderungen für den Ausbau erneuerbarer Energien an Land wird über den Import von Energieträgern wie Wasserstoff nachgedacht – etwa aus Australien oder Afrika [8]. Andererseits bietet aber die Offshore-Wasserstoffherzeugung mit hohen Volllaststunden die Chance, die gesamte Wertschöpfungskette auch auf nationaler Ebene abzudecken. Gleichzeitig kann mit diesem Ansatz der weitere Ausbau der Offshore-Windleistung vom Netzausbau entkoppelt werden. Mit der Offshore-Wasserstoffherzeugung sind jedoch weitere anwendungsspezifische Herausforderungen verbunden, die die oben beschrieben und im Projekt HyLeiT bearbeiteten systemtechnischen Fragestellungen ergänzen.

Im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) geförderten Projekts „OffsH2ore“ wird erstmals die Offshore-Produktion von Wasserstoff aus Offshore-Wind im Inselbetrieb umfassend untersucht. Neben den technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen im Hinblick auf die Betriebsbedingungen auf See werden insbesondere Fragen zu Speicherung, Transport und Logistik von Wasserstoff, Betrieb und Wartung der Offshore-Anlagen sowie regulatorische Aspekte behandelt. Insbesondere zielt das Projekt darauf ab, innovative technische Lösungen im Zusammenhang mit der Implementierung einer integrierten maritimen Wasserstoffversorgungskette zu identifizieren. Durch die Fokussierung auf die Speicherung und den Transport von komprimiertem Wasserstoff hebt sich der gewählte technische Ansatz klar und bewusst von bestehenden Projektideen und Konzeptstudien zur Offshore-Wasserstoffproduktion ab. Das Ergebnis des Projekts wird ein technisch und wirtschaftlich optimiertes Design einer integrierten Offshore-Wasserstoffproduktionsanlage und des dazugehörigen maritimen Logistikkonzepts sein. Mit dem Projektkoordinator PNE AG, dem Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, der SILICA Verfahrenstechnik GmbH, der KONGSTEIN GmbH und der Wystrach GmbH bringt das Projekt „OffsH2ore“ ein erfahrenes und komplementäres Konsortium aus Industriepartnern und Hochschulen aus der gesamten Wertschöpfungskette zusammen. Basis für dieses Pionierprojekt ist ein Offshore-Windpark, der direkt an eine 500-MW-Elektrolyseplattform zur Produktion von bis zu 40.000 Tonnen grünen Wasserstoff pro Jahr angeschlossen ist.

Fazit

Um die Klimaziele zu erreichen und die Energiewende in Deutschland zum Erfolg zu führen, wird grüner Wasserstoff, der nachhaltig aus erneuerbaren Energien hergestellt wird, zu einer tragenden Säule des zukünftigen Energiesystems werden.

Die systemtechnischen Anforderungen werden abhängig von den Einsatzszenarien der Elektrolyseanlagen steigen, was innovative Lösungen erforderlich macht. Insbesondere beim Offshore Einsatz kommen noch verfahrenstechnische und logistische Anforderungen hinzu.

Die Produktion von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien hat großes Potenzial zur Optimierung hinsichtlich Systemintegration und Kostenreduktion.

Dank

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben HyLeiT wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen 03HY117A gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben Off-H2ore wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03EI3031E gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Literaturverzeichnis

- [1] „Reallabore der Energiewende,“ [Online]. Available: <https://www.energieforschung.de/spotlights/reallabore>
- [2] „IPCEI Wasserstoff: Gemeinsam einen Europäischen Wasserstoffmarkt schaffen,“ [Online]. Available: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/ipcei-wasserstoff.html>
- [3] „Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis90/Die Grünen und FDP“, 2021.
- [4] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), „Die nationale Wasserstoffstrategie“, Berlin, 2020.
- [5] Europäische Kommission, „Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa (COM/2020/301 final),“ Brüssel, 2020.
- [6] McKinsey & Company, „Hydrogen Insights – A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness“, Februar 2021.
- [7] McKinsey & Company, „Hydrogen Insights – An updated perspective on hydrogen investment, market development and momentum in China“, July 2021.
- [8] BMBF, „Woher soll der Grüne Wasserstoff kommen?“, [Online]. Available: <https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/kurz-meldungen/de/woher-soll-der-gruene-wasserstoff-kommen.html>

Opportunities and challenges for wider deployment of directly coupled photovoltaic driven water electrolysis

Directly coupled photovoltaic driven water electrolysis is an attractive option for green hydrogen production because it can lead to inherently compact designs and thus modularity which allows flexibility in determining plant sizes. Moreover, appreciable solar to hydrogen efficiencies up to 31.5 % are achieved. However, the deployment of these technologies is still limited since their manufacture has not yet been commercialised to achieve scales of economy needed to reduce capital and operating costs.

In this contribution we describe the different configurations of directly coupled photovoltaic driven water electrolysis and discuss the opportunities and challenges for their deployment.

We then discuss the state of the art for the various technologies and identify the remaining challenges for their commercialisation from which we propose a roadmap towards higher technical and commercial maturity.

Next, we describe a selection of ongoing international and German national projects that are likely to contribute to the proposed roadmap.

Finally, we conclude by suggesting research, innovation and development priorities needed to enable the different technologies to significantly contribute to mitigation of adverse climate change.

1 Introduction and background

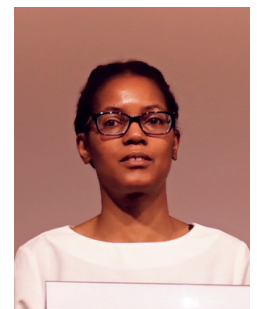
Adverse environmental impact as well as dwindling reserves of fossil fuels have spurred the search for alternative cleaner and more sustainable energy sources. The increased installation of wind and photovoltaics has led to a surge in demand for storage capacity for electricity to avoid wasteful curtailment when production exceeds demand. The two most promising storage options are batteries and electrochemical conversion of the electricity into an energy carrier such as hydrogen. Disadvantages of batteries are self-discharge with time and the need for continuous charge flow to maintain full charge state. The advantages of hydrogen are its high gravi-

metric energy density (33.6 kWh/kg) and the ability to store it over longer periods of time with minimal leakage. For this purpose, photovoltaic driven electrolysis and photoelectrochemical (PEC) generation could be attractive for widespread deployment of de-centralized hydrogen production because they are potentially a low-cost solution and minimally aesthetically intrusive.

► *Figure 1a* shows the direct electrical coupling of a photovoltaic module to an electrolysis cell or stack without the use of intervening power electronics. Photogenerated carriers produce electricity which is used to run an electrolysis cell or module and thus produce hydrogen. In this configuration, both components can be thermally integrated. The advantage of thermal integration is that the excess heat from the photovoltaic module is used to heat the electrolyser thus boosting the energy conversion efficiency of both components. Generally, the photovoltage of the PV module increases as the device is cooled, while the voltage demand by the electrolyser reduces as the operating temperature increases.

► *Figure 1b* shows the hybrid PV/photoelectrochemical (PEC) where the PV cell is used to generate and directly transfer the photogenerated carriers to one of the essential half reactions for water splitting at the interface with the electrolyte. On the other hand, the second half reaction occurs at a counter electrode that is similar to that used in electrolysers which receives photogenerated charge carriers via a wired connection.

► *Figure 1c* shows the third possible configuration: photocatalytic or pure PEC in which the photogenerated carriers are directly transferred to both half-chemical reactions for water splitting occurring at the interface of the electrolyte for this, no wires are needed for connection. The main challenge with this configuration is the limited device lifetime due to photo-corrosion since the photo-absorber is completely immersed in the electrolyte.



HZB

Dr. Sonya Calnan
sonya.calnan@helmholtz-berlin.de

Fraunhofer ISE

Dr. Frank Dimroth
dimroth@ise.fraunhofer.de

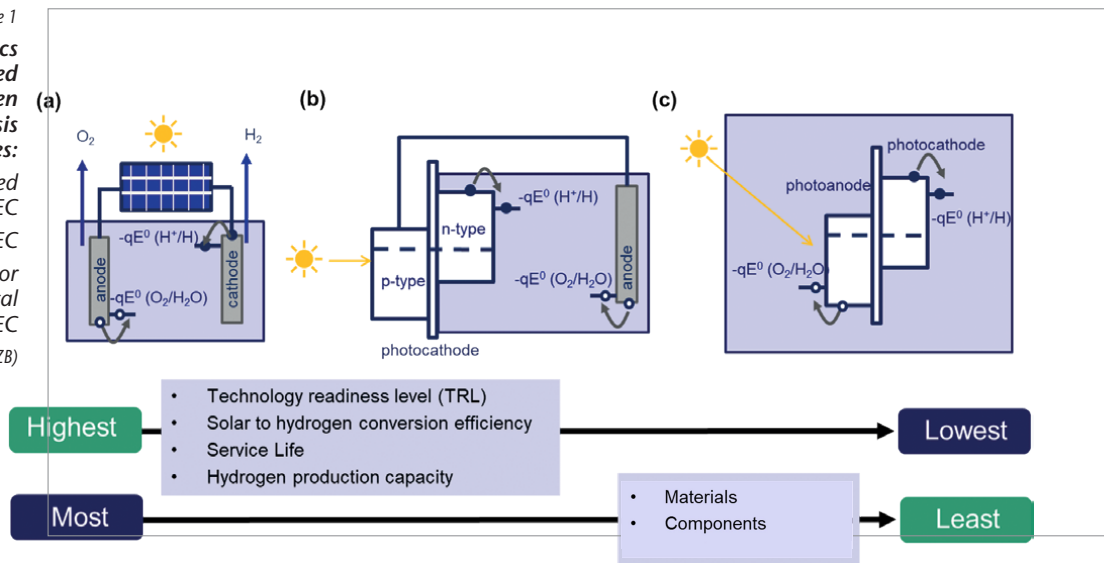
FZ Jülich

Dr. Stefan Haas
st.haas@fz-juelich.de

Dr. Martin Müller

mar.mueller@fz-juelich.de

Figure 1
Simplified schematics of directly coupled photovoltaic driven water electrolysis technologies:
(a) directly coupled PV+EC
(b) monolithic PV-EC
(c) photocatalytic or Photoelectrochemical PEC
(source: HZB)



2 Opportunities and challenges

2.1 Opportunities

Firstly, it is expected that the implementation of favourable international and national policies, including the UN Sustainable Development Goals [1], the European Green Deal [2] and in Germany, the National Hydrogen Strategy [3], shall foster the development of green hydrogen technologies, and create a large market for them.

Secondly, from the technological perspective, the steep learning curve seen during scale up of photovoltaic production indicates what will be achievable in PV driven electrolysis. The current efforts in the scale up of electrolyser production would also provide synergetic benefits for the technological development of these approaches. Also, the inherent compact design of directly coupled photovoltaics and electrolysis, and thus modularity, allows flexibility in determining plant sizes ranging from kW to potentially GW size.

Thirdly, on the scientific side, the solar to hydrogen conversion efficiencies, achieved using naturally abundant materials e.g. silicon and non-platinum group catalysts, is steadily increasing. Together with the development of environmentally friendly materials and processes this will help to lower the costs of production of such technologies.

2.2 Challenges

There are several challenges that currently hinder the progress of directly coupled photovoltaics and electrolysis technologies towards wide spread deployment.

- The first one is to reach **economies of scale in manufacturing**. This includes finding alternatives for scarce materials used in catalysts and in photovoltaic absorbers. In addition, there is currently

virtually no suitable manufacturing supply chain for many essential components such as membranes, electrocatalysts, electrode materials as well as bipolar and end plates.

- Another challenge is increasing the (coupling and conversion) **efficiency** as well as closing the gap between theoretical and practical efficiency to increase output production and thus reduce the costs of hydrogen production.
- A third and important challenge is increasing the **lifetime and reliability** of the systems to reach 20–30 years which is typical for other energy conversion technologies. For the technologies shown in ▶ **Figure 1a** and **1c**, the challenge is to counteract the gradual irreversible degradation on the electrolyser and/or electrocatalysts caused by the day-to-day cyclic and diurnal dynamic nature of solar energy. Specifically, for the technologies in ▶ **Figure 1b** and **1c**, where the photo-absorber is immersed in the electrolyte, the challenge of limited lifetime is still serious with devices currently lasting a few days in operation at most.

3 State of the art

Since 2010, much progress has been made in increasing the solar to hydrogen efficiency and scale (hydrogen production capacity) of directly coupled photovoltaic electrolysers. In parallel, different device configurations have been developed with focus on benefitting from specific advantages e.g. concentrated photovoltaics, thermal management targeted at increasing the overall device efficiency, low cost materials, or extremely high efficiency to balance high cost of materials, reduction of device components, among others.

For purposes of illustration, the performance and technology readiness level (TRL) reached for selected devices representing the configurations shown in ▶ *Figure 1* are presented in ▶ *Table 1*. We limit the selection to either devices of reasonable scale that is, a solar collection area exceeding 50 cm² or if smaller, than that, with a solar to hydrogen efficiency greater than 15%. Additionally, photographs of representative devices for each category of devices are shown in ▶ *Figure 2*.

Figure 2:
Examples of directly coupled photovoltaic electrolysis devices

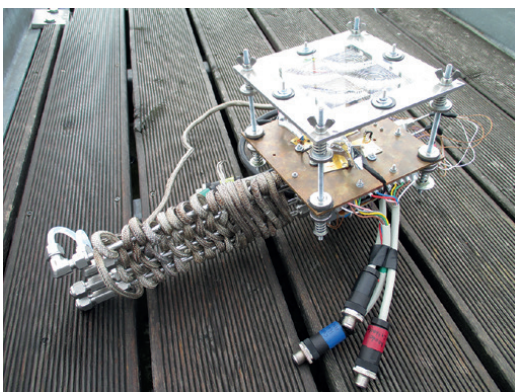
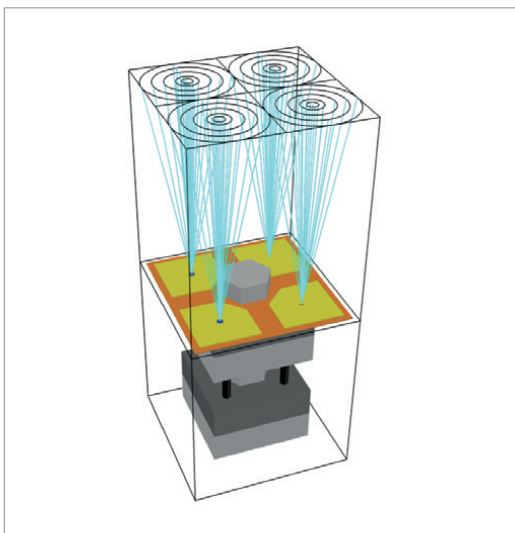


Figure 2 (a)
combination of concentrated photovoltaic receiver with PEM electrolysis cell coupled thermally to the solar cell

3.1 Concentrated photovoltaics directly coupled to electrolyzers (▶ *Figure 2a*)

Concentrated sunlight may be used to drive a PV module that is directly coupled to an electrolysis unit. This allows the use of highest efficiency multi-junction solar cells made from typically more expensive III–V group semiconductors like GaInP

or GaInAs. These solar cells reach conversion efficiencies up to 47% under concentrated sunlight [4]. As a result, high solar to hydrogen efficiencies are also possible. This technology uses solar energy to provide both electricity and heat for the hydrogen generation using proton exchange membrane (PEM) electrolyzers.

However, solar concentration is mostly feasible in regions with a higher proportion of direct solar irradiance. The performance and TRL reached for a selection of CPV driven electrolysis systems are presented in ▶ *Table 1*. It can be seen that in 2021, this technology has reached TRL 6 with the first demonstrators reported to have the capability to supply approximately 1 ton of hydrogen per year using a 100 m² solar collection area [5]. Barriers for deployment include de-risking of the technology and high capital costs as long as the technology is in an early stage of deployment. There is a need for research and development to improve system components from the solar cell to the electrolyser to increase conversion efficiency further, to ensure reliable operation and to reduce green hydrogen generation cost.

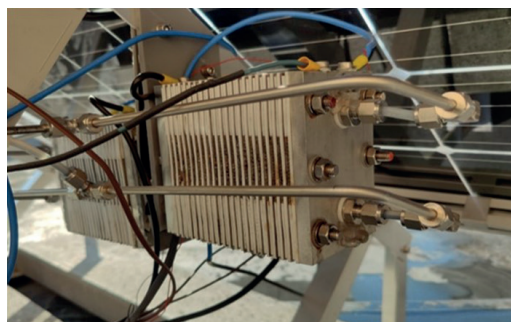


Figure 2 (b)
direct coupling of discrete photovoltaic modules with electrolyzers where an electrolyser is directly fixed to the rear of the PV module

3.2 1-sun devices

The light intensity on a solar cell can be referred to in terms of the number of suns, where 1 sun corresponds to standard illumination at AM (air mass) 1.5, or 1 kW/m². 1-sun devices are designed to operate

under 1-sun conditions. Different device configurations are possible as shall be discussed below.

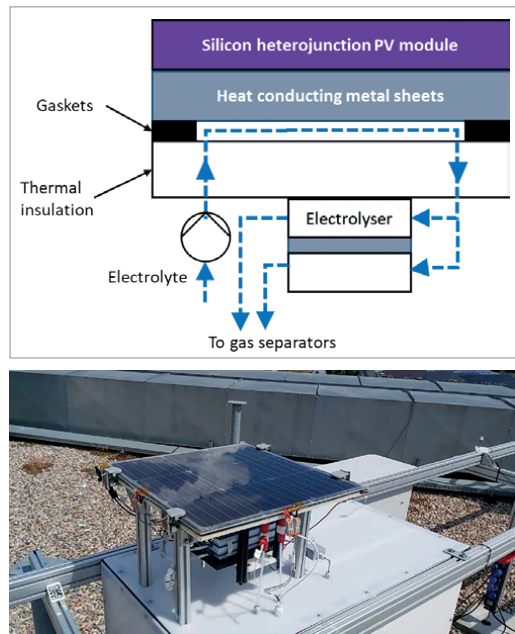


Figure 2 (c)
directly coupled and thermally integrated photovoltaic electrolyser using crystalline solar cells and transition metal catalysts for alkaline liquid electrolysis

3.2.1 Directly coupled photovoltaic electrolysers (► Figure 2b and 2c)

In this approach (► Figure 2b) commercial PV modules are directly coupled but with no thermal integration to advanced low temperature electrolysers without the use of power conditioning electronics. Since each sub-component can be separately optimised for high conversion efficiency, the only innovations required are for reducing coupling losses (ohmic and power mis-match) and for efficient operation using a minimal balance of plant.

► Table 1 lists a selection of systems reported using this approach and it can be seen that production capacities of several hundreds of litres of hydrogen per hour have been demonstrated. This technology is considered to have reached TRL 6 (Technology Readiness Level) since the sizes demonstrated are comparable to that of the final product and all functions required of the operational system were tested.

In a related configuration (► Figure 2c), the photovoltaic modules are directly integrated with the electrolyser such that in addition to direct electrical coupling, thermal coupling is achieved by circulating the

electrolyte behind the PV module so that excess heat is used to warm up the electrolyser. This has the advantage of simultaneously increasing the photovoltage of the PV module while reducing the voltage bias needed to drive the electrolyser at a given electric current level. We note here that there are very few examples of this technology with prototypes larger than a few cm². This technology is considered to have reached TRL 5 since at least one of the prototypes has been tested under outdoor conditions and the behaviour in actual operating environment has been to the most part, validated.

Both directly coupled PV electrolyser technologies require reductions in the electrical coupling losses and enhanced efficiency of both the PV cells and electrolysers to achieve a higher power density. Also, to increase the reliability, the service life of the electrolysers must be increased to match that of the PV modules. Lastly, there is need to achieve a hydrogen output pressure comparable to that of steam methanol reforming (25 bar) to save energy costs for compression.

3.2.2 Monolithic photovoltaic electrolyser and PEC cells (► Figure 2d)

Monolithic photovoltaic electrolysers use semiconductor junctions to generate and separate charge carriers which are directly transported to an electrocatalyst at the interface between the photo-absorber and the electrolyte. In some cases, the counter reaction may take place on a counter electrode placed across the electrolyte. On the other hand, for photo-electrochemical (PEC) cells, the interface between the photo-absorber and the electrolyte forms the junction that is used to separate the photogenerated charge carriers and at which the water splitting reaction occurs, usually with the assistance of a co-catalyst. In both types of devices, at least one of the active photo-absorbers is in intimate contact with the electrolyte and the resulting corrosion leads to relatively short lifetimes. Since these two technologies are very closely related, numerous hybrid configurations using both exist. The selection presented in ► Table 1 shows that generally these technologies have reached TRL 4 since the performance of the integrated systems was validated under laboratory conditions.

These technologies require more efficient protection of the photoelectrodes from chemical and photo-corrosion to enhance device lifetime. Other challenges include increasing the energy conversion efficiency and reducing the cost of the absorber materials used. Furthermore, the scaling of modules to larger size presents many challenges which are currently addressed, for example, in the BMBF funded project H2Demo [6].

Ref, Year	TRL	Solar collection area	Test time (h)	Solar to H ₂ eff. (% LHV unless otherwise noted)	H ₂ production rate (l/hr)	Year
Directly coupled concentrated photovoltaics electrolyzers						
InGaP/GaAs/Ge + PEMEL	4	3 × 57 mm ² lens; 3 × 2.5 mm ² PV	-/-	24.4 (HHV, outdoors, concentration factor undisclosed)	0.615	2015 [7]
InGaP/InGaAs/GaInNAsSb + PEMEL	3	0.32 cm ² PV	48	30 average (HHV) at 42 suns (indoors)	3.75 × 10 ⁻³	2016 [8]
GaN/InGaAs/PEMEL	4	2.8 cm ² (PV) 72.56 × 10 ⁻³ m ² (lenses)	1440	19.8 (HHV) at 500 suns	45 × 10 ⁻³	2017# [9]
InGaP/InGaAs/Ge + PEMEL	4	4 cm ² PV	> 2	15 (HHV) at 474 suns (indoors)	12.0	2019# [10]
III-V/PEMEL	5	64 cm ²	> 1	31.5 (HHV) at 500 suns	-/-	2021#, Figure 2(a) [11]
Undisclosed CPV & PEMEL	6	~1,500 m ²	-/-	26.8 (HHV) at 1400 suns on 100 cm ² , Undisclosed for array	-/-	2021# [5]
Directly coupled discrete photovoltaic electrolyzers						
C-Si & Cu(In,Ga)Se ₂ & PEMEL	6	10.5 m ²	>2680	~10	271	2020, Figure 2(b) [12, 13]
Poly c-Si & PEMEL	6	1.5 m ²	~10	9.4	18.7	2020 [14]
Poly c-Si & PEMEL	6	21.5 m ²	~20	~5	-/-	2013 [15]
Poly c-Si & AEL	6	47.2 m ²	2616	8.2	753	2011 [16]
Directly coupled and thermally integrated photovoltaic electrolyzers						
(Ag,Cu)(In,Ga)Se; Bifunctional NiFe	4	78 active of 100 (cm ²)	~100	10	3.24 × 10 ⁻³	2021 [17]
(Ag,Cu)(In,Ga)Se Bifunctional NiFe	4	82.32 active of 100 (cm ²)	100+	13.4	3.44 × 10 ⁻³	2021 [18]
C-Si; NiFe/NiMo	5	2480 active of 2600 (cm ²)	500+	6.1	6.0	2021, Figure 2(c) [18]
Monolithic photovoltaic electrolyzers and photoelectrochemical cells						
C-Si + BiVO ₄	5	1.6 m ²	-/-	3	33.6	2017 [19]
GaN/InGaAs/GaAs; Rh & RuO ₂	3	0.3 cm ²	-/-	19.3	4.5 × 10 ⁻³	2018 [20]
C-Si + BiVO ₄ ; Pt & Co-Pi	3	50 cm ²	-/-	2.1	-/-	2019 [21]
Thin film silicon; NiMoFe	4	64 cm ²	< 10h	4.5	~100 × 10 ⁻³	2020, Figure 2(d) [22]

Table 1
Performance and technology readiness level (TRL) reached for a selection of CPV driven electrolysis systems for water splitting

- HHV – higher heating value of hydrogen
- LHV – lower heating value of hydrogen
- c-Si – crystalline silicon
- PEMEL – proton exchange membrane electrolyser
- AEL – liquid alkaline electrolyser

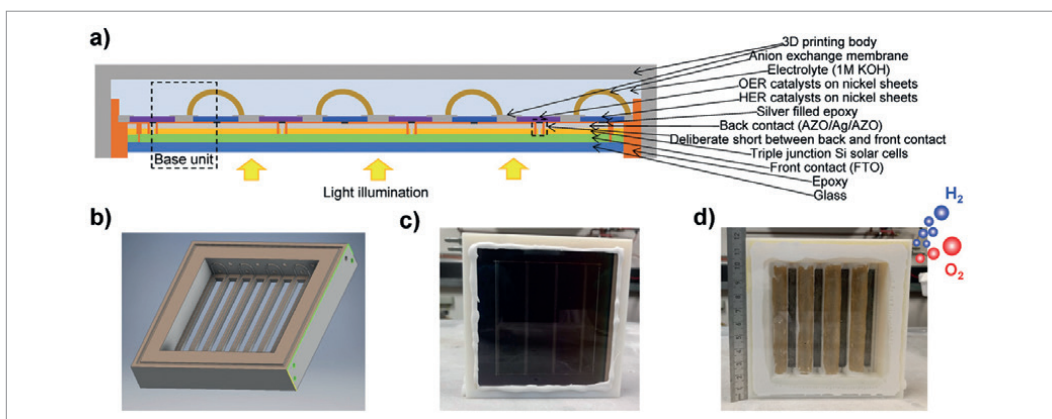


Figure 2 (d)
 monolithically integrated photovoltaic electrolyser, the rear side of the thin film silicon PV modules is in direct contact with the alkaline liquid electrolyte via transition metal catalyst coated foil

4 Remaining challenges and proposed roadmap to higher TRL

Despite the advances reflected in ► *Table 1*, several challenges still remain to be solved to support deployment of directly coupled photovoltaic driven electrolysis in the existing energy network. The remaining challenges provide a framework for a roadmap that can be used to guide the research, innovation and development priorities for these technologies in the next years.

4.1 Remaining challenges that define future research and development priorities

Several challenges remain to make green hydrogen production from directly coupled photovoltaic electrolysis commercially feasible. These require prioritizing supportive developments in science, technology, material development and industry, in issues related to economic, social and environmental aspects as well as in policy making.

The biggest scientific challenge for all technologies is to reduce the gap between theoretical and practical solar to hydrogen conversion efficiency. There is also need to improve the durability of the materials used and thus the system reliability to reach service lifetimes of 20+ years typical of contemporary energy systems. In addition, alternatives to the critical and scarce materials used for the photo-absorbers (silver, indium, gallium) and the electrocatalysts (cobalt, platinum, iridium, ruthenium) in high efficiency systems are urgently needed.

Especially for the lower TRL technologies, there is a need to standardise the performance benchmarking for fairer comparison of feasibility and more accurate

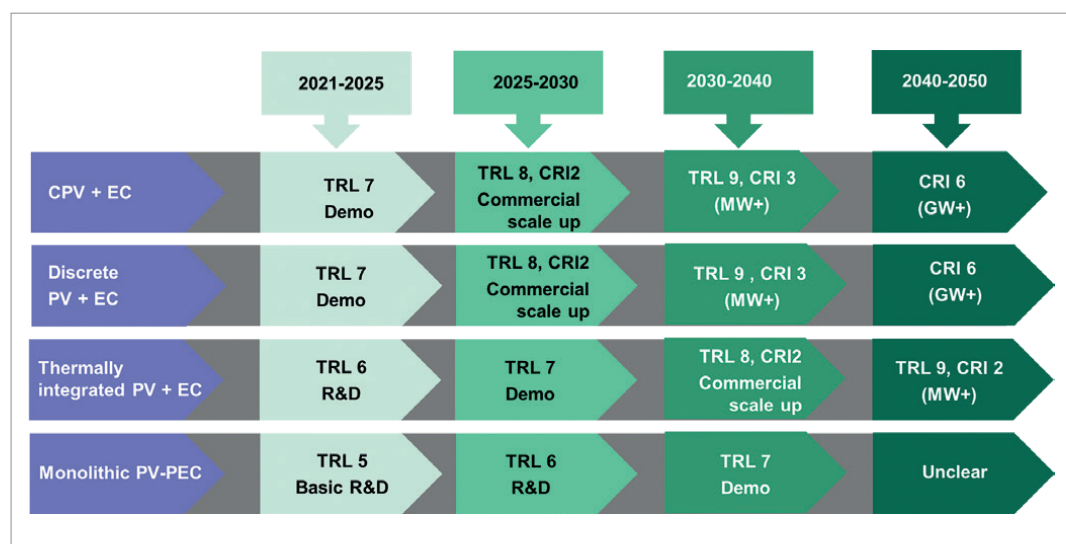
analysis of environmental impact and economic feasibility. Currently, even for the more promising directly coupled photovoltaic electrolyzers technologies that have been scaled to achieve a daily hydrogen production approaching 1 m³, the cumulative installed capacity remains limited because of the low TRL compared to grid connected electrolyzers. This is partly because there is a lack of commercially relevant manufacturing steps for most components of these devices as most steps are not yet automated. This culminates in delays in achieving cumulated production capacity and instalment in the MW-GW range needed for the widespread deployment of these green hydrogen technologies. The scientific, technological and industrial challenges mentioned above, especially relatively low efficiency, limited lifetime and lack of automated manufacturing, raise the levelised costs of hydrogen unfavourably compared to steam methanol reforming. Also, the low TRL constitutes a high commercial risk leading to a lack of investment for scale-up and commercialization which is necessary to overcome the „valley of death“.

Guidelines for the safe operation of such technologies have not yet been established by the authorities thus making application for permits for larger scale systems in high visibility areas complicated. Moreover, the low environmental impact of these directly coupled photovoltaic electrolyser technologies has not yet been accurately quantified to support their green credentials. Additionally, these technologies, being of low technological maturity, suffer from low public visibility and thus a lower awareness of their potential contribution towards green hydrogen compared to MW-GW sized conventional PV or wind driven electrolysis systems.

Figure 3
Possible roadmap for wider deployment of various directly coupled photovoltaic driven water electrolysis technologies

- TRL: Technology Readiness Level
- CRI: Commercial Readiness Index

(source: HZB)



4.2 Proposed roadmap for development until 2050

To create a roadmap for deployment, the true measure of the maturity of a technology should consider not only the technological but also the commercial readiness. For the latter, a commercial readiness index (CRI) was developed by the Austrian Renewable Energy Agency to assess the maturity of renewable energy technologies and is thus closely adaptable to directly coupled photovoltaic electrolyser systems [23]. Using these metrics, we propose a road map for the different technologies discussed in this article as shown in ► [Figure 3](#).

It can be seen that the commercial scale up needed to achieve cumulative deployment of GW+ capacity by 2050 will only be reached by the discrete PV+EC and possibly CPV+EC. Thermally integrated PV+EC using 1-sun irradiance would likely only reach TRL 9 and CRI 2 because of the need to achieve the required technical performance that would support confidence in investment in large scale production as well as the need for technical skills and know-how to perfect the coupling of the devices in a reproducible way with high reliability. Monolithic PV-PEC would probably lag behind because of the need to achieve a long service life which is currently severely restricted by photochemical corrosion of the photo-absorber material. But such predictions have a high uncertainty as the technology is quickly evolving and solutions to such challenges may be found.

5 Conclusion

Since 2010, green hydrogen production using directly coupled photovoltaic electrolysis has undergone rapid advances in terms of both the solar to hydrogen conversion efficiency achieved as well as the scale in terms of hydrogen production capacity. In particular technologies using discrete photovoltaic modules and electrolysers as well as thermally integrated concentrated photovoltaics with electrolysis with low temperature electrolysers have a real chance to reach the maximum TRL 9 and CRI 3 by 2050 and thus cumulative deployment in the GW range. To achieve this supportive policies, standards and regulations that reduce commercial risk for large scale manufacturing are urgently required.

Thermally integrated photovoltaics with electrolysis would likely reach TRL 9 and CRI 2 thus realistically a cumulative deployment in the MW range. This is largely dependent on the ability to increase the energy conversion efficiency and to reduce the capital costs. For monolithic photovoltaic electrolysis or photo-electrochemical devices, it is unclear what level of deployment shall be reached because of the fundamental problem of photo-corrosion, which currently restricts the service lifetime. Generally, directly coupled photovoltaic electrolysers allow flexibility in plant size because of their modular nature, ease the restrictions caused by the still missing infrastructure for the transportation over long distances and final distribution of hydrogen to end users. Thus, envisaged applications are for de-centralised green hydrogen production across a broad range of users from residential, through to commercial to industrial, depending on the scale that can be achieved at a reasonable cost.

Acknowledgements

S.C. and F.D. acknowledge funding by the German Ministry for Education and Research for the project H2Demo (03SF0619A). S.C., S.H. and M.M. are grateful for funding by the Helmholtz Association for the project „Solarer Wasserstoff – hochrein und komprimiert“.

References

1. United Nations, 2015. Transforming Our World: The 2030 Agenda for Sustainable Development. New York: UN Publishing. A/RES/70/1 available at: <https://sdgs.un.org/2030agenda> (Accessed 28 October, 2021).
2. European Green Deal. Available at: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en (Accessed 28 October, 2021).
3. The National Hydrogen Strategy, 2020. <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/the-national-hydrogen-strategy.html>; https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20. (Accessed 28 October, 2021).
4. M.A. Green, E. D. Dunlop, J. Hohl-Ebinger, M. Yoshita, N. Kopidakis, X. Hao, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2021, 29(7) 657.
5. <https://h2demo.de>. (Accessed 03 November, 2021).
6. A. Nakamura, Y. Ota, K. Koike, Y. Hidaka, K. Nishioka, M. Sugiyama, K. Fujii, Appl. Phys. Express 2015, 8, 107101.
7. J. Jia, L. C. Seitz, J. D. Benck, Y. Huo, Y. Chen, J. W. D. Ng, T. Bilir, J. S. Harris, T. F. Jaramillo, Nat. Commun. 2016, 7, 13237.
8. A. Fallisch, L. Schellhase, J. Fresko, M. Zedda, J. Ohlmann, M. Steiner, A. Bosch, L. Zielke, S. Thiele, F. Dimroth, T. Smolinka, Int. J. Hydrogen Energy 2017, 42, 26804.
9. S. Tembhurne, F. Nandjou, S. Haussener, Nat. Energy 2019, 4, 399.
10. F. Dimroth, to be published, 2021.
11. <https://www.fusion-fuel.eu/tech/>. (Accessed 28 October, 2021).
12. M. Müller, W. Zwaygardt, E. Rauls, M. Hehe-
mann, S. Haas, L. Stolt, H. Janssen, M. Carmo, Energies 2019, 12, 4150.
13. PECSYS Project (2020). Available at: <https://www.helmholtz-berlin.de/media/media/projekte/pecsys/pdf-dateien/d7.6-deliverable-report.pdf>. (Accessed 28 October, 2021).
14. S. Muhammad-Bashir, M. Al-Oufi, M. Al-Hakami, M. A. Nadeem, K. Mudiyan-
selage, H. Idriss, Sol. Energy 2020, 205, 461.
15. T. Maeda, Y. Nagata, N. Endo, M. Ishida. J. Int. Council Electr. Eng. 2016, 6, 78.
16. N. A. Kelly, T. L. Gibson, D. B. Ouwerkerk, Int. J. Hydrogen Energy 2011, 36, 15803.
17. I. B. Pehlivan, J. Oscarsson, Z. Qiu, L. Stolt, M. Edoff, T. Edvinsson. iScience 2021, 24, 101910.
18. S. Calnan, R. Bagacki, F. Bao, et al., Solar Rapid Research Letters, 2021, 2100479.
19. K.R. Tolod, S. Hernández, N. Russo, Catalysts 2017, 7, 13.
20. W.-H. Cheng, M. H. Richter, M. M. May, J. Ohlmann, D. Lackner, F. Dimroth, T. Hannappel, H. A. Atwater, H.-J. Lewerenz, ACS Energy Lett. 2018, 3, 1795.
21. I. Y. Ahmet, Y. Ma, J.-W. Jang, T. Henschel, B. Stannowski, T. Lopes, A. Vilanova, A. Mendes, F. F. Abdi, R. van de Krol, Sustainable Energy Fuels 2019, 3, 2366.
22. M. Lee, B. Turan, J. P. Becker, K. Welter, B. Klingebiel, E. Neumann, Y. J. Sohn, T. Merdzhanova, T. Kirchartz, F. Finger, U. Rau, S. Haas, Adv. Sustainable Syst. 2020, 4, 202000070.
23. ARENA (Australian Renewable Energy Agency). 2014, „Commercial Readiness Index for Renewable Energy Sectors“. Accessed 28 October, 2021 at <https://arena.gov.au/assets/2014/02/Commercial-Readiness-Index.pdf>.

Water and steam electrolysis: status, challenges and prospects

Water electrolysis with proton exchange membrane (PEM) electrolyzers

Renewable energy is expected to account for 86 % of global electricity generation in 2050. However, this is threatened by dynamics beyond renewable energy generation and is therefore critically dependent on successful advances in energy conversion, such as green hydrogen generation with proton exchange membrane (PEM) water electrolyzers.

Unlike alkaline electrolysis, the PEM concept is designed as a compact system, delivers pure hydrogen, and can be operated dynamically, which fits well with the requirements of the green energy sector.

In PEM water electrolysis, noble metals are used as catalysts for the electrode, while a solid proton-conducting membrane composed mainly of perfluorinated and polysulfonated polymers separates the cathode and anode. Numerous research activities aim at reducing the content of noble metals (e.g. iridium, platinum) used as catalysts and at the same time increasing the activity of the anodic oxygen evolution reaction (OER) of these electrodes. State-of-the-art catalysts for the anode made of pure iridium or iridium oxide, used with high loadings, arose from the goal of developing a PEM water electrolyzer with maximum power and minimum degradation rate.

Despite their market accessibility and development, PEM water electrolyzers are still considered very expensive compared to hydrogen production from fossil fuels, and more expensive than alkaline, which is an additional limit to market penetration.

In PEM stacks, the bipolar plates are a major cost component and are designed for multiple functions that require advanced materials to be coated on titanium. Bipolar plates need to be fundamentally changed in the near future as they play an important role in improving performance and durability as well as reducing cost.

For the heart of the stack, the catalyst-coated membrane and the use of platinum group metal catalysts account for a large portion of the cost. While iridium is one of the scarce catalysts that is stable as a mate-

rial in the electrolyzer operating environment, some approaches have shown to be promising in enhancing the performance. Advanced structures such as nanowires and nanostructured thin films, as well as catalyst support, are key to stabilizing the surface area and minimizing catalyst loading.

In addition, more reliable methods for testing these catalysts are needed to predict long-term performance. Finally, it is essential that testing and standards of comparison be consistent across the community, especially at earlier stages of development, to more quickly identify promising avenues and avoid conclusions based on differences in testing conditions or cell designs.

Steam electrolysis with solid oxide electrolysis cells (SOECs)

Electrolysis using solid oxide cells was tested in the 1960s for regeneration of oxygen from CO₂ for space missions. In the 1970s and 1980s, high temperature steam electrolysis was investigated by GE, Dornier, Westinghouse, and other companies, mainly with tubular stack designs. Due to the high cost and lack of industrial perspective at that time, R&D activities of solid oxide cells (SOCs) were focused on solid oxide fuel cell (SOFC) mode, with which a high efficiency power generation with carbon-containing fuels could be achieved. With rapid growth of the renewable energy and increasing demand on CO₂ reduction worldwide, SOEC technology has drawn more attention within the last 15 years.

The development of SOECs has benefited from the long experience in SOFC development, since the same cells and stacks can be operated basically in fuel cell and electrolyzer mode.

Compared to PEM and alkaline electrolyzers (PEMEL, AEL), which generally operate below 100 °C, state-of-the-art SOEC stacks operate between 700 °C and 850 °C, depending on the type of the cells used. The high operating temperature is necessary for the solid oxide electrolyte (e.g. yttria-stabilized zirconia) to reach sufficient ionic conductivity. Due to the large temperature difference to PEMEL and AEL, SOEC has the following features:



FZ Jülich
Dr. Meital Shviro
m.shviro@fz-juelich.de



Dr. Qingping Fang
q.fang@fz-juelich.de

Fraunhofer ISE
Dr. Sebastian Metz
sebastian.metz@ise.fraunhofer.de

HZB
Dr. Sonya Calnan
sonya.calnan@helmholtz-berlin.de

ISFH
Dr. Dominic Walter
d.walter@isfh.de

KIT
Prof. Dr. Ulrike Krewer
ulrike.krewer@kit.edu

Dr. André Weber
andre.weber@kit.edu

UFZ
Prof. Dr. Falk Harnisch
falk.harnisch@ufz.de

ZAE
Maximilian Möckl
maximilian.moeckl@zae-bayern.de

- Thermodynamically the electrical energy demand for H₂ production decreases with increasing temperature, because a larger part of the required energy is supplied as heat. For this reason, SOEC is most suitable for large scale industrial applications where waste heat is available.
- Higher temperature means also a fast reaction kinetic. No noble metal catalyst is necessary for SOCs. Due to the negligible activation loss in the electrodes, the operation voltage of SOEC is much lower than that of PEM or Alkaline electrolyzers, which results in a lower electricity consumption.
- Solid oxide electrolytes are dense. There is no crossover of H₂ through the electrolyte in the normal working conditions.
- Higher working temperature means also a longer start-up, especially for a cold start from room temperature. SOEC is therefore not suitable for applications, where fast and frequent start-ups are desired.
- SOECs can be used not only for H₂ production (i. e., steam electrolysis) but also for a direct generation of various syngas mixtures by co-electrolysis of steam and CO₂. Furthermore, SOECs are applied for CO production by CO₂ electrolysis (e. g. eCOs™ from Haldor Topsoe). Although SOECs with a proton conducting electrolyte are still in the early R&D stage, the production of NH₃ in such cells is becoming another promising application. Therefore, SOEC can play an important role in Power-to-X, where X can stand for H₂, gas, fuel, and chemicals, etc.
- As mentioned above, SOCs can operate in either fuel cell or electrolyzer mode. This unique feature provides the possibility and flexibility in power generation or power storage using the same system.

Currently, most of the SOEC stack developers are focusing on the planar design because of its higher current density comparing to the tubular one. The features of different stack and cell designs, including electrolyte-supported cells (ESCs) and fuel electrode supported cells (FSCs), are summarized in the following:

- The most widely used cell materials, including yttria-stabilized zirconia (YSZ) electrolyte, Ni/YSZ or Ni/GDC (gadolinia doped ceria) fuel electrode, and lanthanum strontium cobalt ferrite (LSCF) or lanthanum strontium cobalt (LSC) air electrode, have shown satisfied reversibility between SOFC and SOEC mode in the temperature range of 700 °C and 850 °C.
- In case of co-electrolysis, CO₂ is converted to CO through the reverse water gas shift reaction (RWGS) chemically. In case of a direct electrochemical CO₂ reduction the electrode polariza-

tion is slightly higher and no special catalysts are required.

- The output composition of syngas (i. e., ratio of H₂ and CO) can be well predicted by steam electrolysis and RWGS, taking into consideration the thermodynamic equilibrium.
- The syngas composition can be well adjusted by tuning H₂O/CO₂ ratio, operating temperature and current density.
- There is no evidence of increased degradation through reversible operation between SOFC and SOEC mode. Whether the alternating operation may prohibit the degradation in electrolysis mode still needs more investigations.
- There are no difficulties for SOEC to follow dynamic variations in the load profile or feed gas composition. Fast switching between SOFC and SOEC is not restricted by the electrochemical process, but more limited by a sufficiently fast supply of the required steam or fuel in the system.

The long-term stability of the SOEC stacks can be referred to SOFC stacks to certain extent, which has been demonstrated for up to 100,000 hours. In SOEC mode, operating time of more than 20,000 hours with a voltage degradation rate of 0.6%/kh was demonstrated with a short stack at Forschungszentrum Jülich, which also confirmed that Ni-migration (or Ni-depletion) in the functional layer of the fuel electrode is one of the most critical degradation mechanisms for Ni-based electrode. At the system level, there are only a few reports showing operating time up to 10,000 hours.

Europe is currently leading the development and industrialization of SOEC worldwide. Among others, the German company Sunfire GmbH, headquartered in Dresden, has demonstrated the world's biggest steam electrolyzer in 2017 in the frame of the EU-project GrInHy. The system had a power of 150 kWAC, producing 40 Nm³/h H₂ with an electrical efficiency of up to 82% LHV. This system was integrated into the infrastructure of Salzgitter's iron-and-steel works and was operated for approximately 13,000 hours. In the follow-up project GrInHy2.0, a larger system of a power of 720 kWAC producing 200 Nm³/h H₂ (18 kg/h) will be demonstrated with an electrical efficiency of up to 85% LHV until the end of 2022. In parallel to GrInHy2.0, three other MW-projects (i. e., MegaSyn, MultiPLHY and e-CO2Met) will be commissioned in 2022 and 2023, respectively.

Although SOEC has reached MW-scale, further cost reduction as well as further system demonstrations with large power and long operating time are necessary for market penetration. A comprehensive study of the manufacturing cost of 5 kW stacks, using the stack designs at Forschungszentrum Jülich for instance, has shown that the manufacturing cost for lightweight cassette design stacks can be reduced to ~500 EUR/kW for a production capacity of 25 MW per year. More than one third of the total cost would be caused by the interconnect material Crofer22 APU. By replacing Crofer22 APU with other possible cheaper steels, the manufacturing cost will be further reduced.

SOEC has demonstrated its highest electrical efficiency with additional heat supply. The unique capabilities of co-electrolysis and reversible operation make SOEC a key player in Power-to-X and sector coupling. SOEC is on the way of industrialization, with more demonstrations of MW-production approaching.

Further R&D topics will be focused on understanding of the degradation mechanisms, cost reduction by alternative materials (especially metallic interconnect) and optimized manufacturing techniques. Furthermore, the availability and stability of the BOP components in SOEC or rSOC systems need to be improved and confirmed through more long-term demonstrations.

Wasserstoff aus Biomasse



DBFZ

Dr. Franziska Müller-Langer
franziska.mueller-langer@dbfz.de

Dr. Peter Kornatz
peter.kornatz@dbfz.de

Dr. Jörg Kretzschmar
joerg.kretzschmar@dbfz.de

Marcel Pohl
marcel.pohl@dbfz.de

KIT
Prof. Dr. Jörg Sauer
j.sauer@kit.edu

Dr. Katharina Stoll
ina.stoll@kit.edu

UFZ
Dr. Heike Sträuber
heike.strauber@ufz.de

Ausgangslage

Der strategische Rahmen zur Erzeugung von Wasserstoff aus Biomasse wird durch die Nationale Wasserstoffstrategie Deutschlands sowie die europäische Wasserstoffstrategie vorgeben.

Während die nationale Wasserstoffstrategie Biomasse als Quelle für die Wasserstoffherzeugung nur randständig erwähnt („...biobasierte Verfahren zur Wasserstoffherzeugung...“), wird im europäischen Kontext Biomasse als Quelle erneuerbaren Wasserstoffs explizit aufgeführt. Im Rahmen der nationalen Umsetzung der Europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (REDII) in die Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote) im Verkehr ist Wasserstoff aus biogenen Rest- und Abfallstoffen als fortschrittlicher Biokraftstoff zugelassen und kann für Inverkehrbringer für Mengen oberhalb des jährlich festgelegten energetischen Mindestanteils für fortschrittliche Biokraftstoffe 2-fach angerechnet werden.

Als Ressourcenbasis sind v. a. bislang ungenutzte biogene Rest- und Abfallstoffe von Interesse; hierbei sei insbesondere auf den Beitrag von Brosowski et al. in diesem Tagungsband verwiesen.

Nachfolgend wird sich mit dem Ziel einer Übersicht über die technischen Optionen für Wasserstoff aus Biomasse beschränkt (► **Tabelle 1**) und Beispiele aus Forschung und Entwicklung (FuE) der am Beitrag beteiligten Institute vorgestellt.

Technische Optionen für Wasserstoff aus Biomasse

Es existieren vielfältige Optionen zur Bereitstellung von Wasserstoff aus Biomasse. Sie können grundlegend in thermochemisch-katalytische und biotechnologische Verfahren untergliedert werden. Je nach Prozess ist Wasserstoff hier das Haupt- oder Nebenprodukt.

► **Tabelle 1** führt relevante Wasserstoffherzeugungstechnologien jeweils mit Technologiereifegrad (technology readiness level – TRL), Wasserstoffqualität und mögliche Einsatzperspektiven auf, ohne einen Anspruch auf Vollständigkeit zu erheben.

Entscheidend für die nachhaltige Bereitstellung von Wasserstoff aus Biomasse ist die weitere Verwendung und damit erforderliche Einhaltung der Reinheitsanforderungen gemäß ISO/DIS 14687 oder DIN EN 17124.

Beispiele aus Forschung und Entwicklung

Hydrothermale Vergasung im überkritischen Wasser (KIT)

Überkritisches Wasser birgt ein großes Potenzial als Reaktionsmedium zur Umsetzung von verschiedenen Arten von Biomasse und ermöglicht die Produktion eines wasserstoffhaltigen Gasgemischs.

Da das Ausgangsmaterial nicht getrocknet werden muss, bleibt die Energieeffizienz des Prozesses auch mit steigendem Wassergehalt der Biomasse erhalten. Das Produktgas steht bereits unter Druck, daher wird für eine weitere Kompression wenig Energie benötigt und das enthaltene CO₂ lässt sich einfach abtrennen (Kruse, 2008).

Zu den bestehenden Herausforderungen der hydrothermalen Vergasung zählen die Pumpfähigkeit des Einsatzmaterials, Korrosion unter den extremen Betriebsbedingungen im Reaktor sowie Verstopfungen, die durch ausgefallene Salze und Koks bzw. Teere hervorgerufen werden (Boukis und Stoll, 2021).

Methanpyrolyse von Biogas oder Erdgas in flüssigem Metall (KIT)

Bei der Methanpyrolyse (auch Methan Cracken) kann Wasserstoff ohne CO₂-Emissionen erzeugt werden. Der Kohlenstoff – massebasiert das Hauptprodukt des Prozesses – wird in Pulverform abgetrennt und kann als Rohstoff genutzt werden. Kombiniert mit einer Biogasanlage stellt die Methanpyrolyse somit einen möglichen BECCS/U-Ansatz (bioenergy with carbon capture and storage/utilization) dar. Zur nachhaltigen Bereitstellung der Hochtemperaturwärme kann der Prozess mit Solarthermie mit Strahlungsbündelung gekoppelt werden (Roeb et al., 2020).

Am KIT wird die Methanpyrolyse in mit Flüssigmetall gefüllten Blasensäulen untersucht (Stoppel et al., 2017). Alternative Prozesse behelfen sich mit Plasmafackeln oder katalytisch wirksamen Oberflächen zur Methanpyrolyse (Schneider et al., 2020). Aktuell wird an der Skalierung des Prozesses gearbeitet und Herausforderungen wie der Druckbetrieb und die hochwertige Verwendung des Kohlenstoffs adressiert. Zudem ist für den praktischen Einsatz der Prozesskette der Einfluss von Spurengasen aus dem Biogasprozess auf die Standzeit (Einsatzdauer) der angewandten Pyrolysetechnik zu klären.

Wasserstoff via	TRL Gesamtkette heute	Anwendungsbereiche des erzeugten Wasserstoffs	Perspektiven / Relevanz
Biogas-Reformierung	6–8	Nach Aufbereitung als Reinstwasserstoff anwendbar	Als dezentrale Annex an Biogasanlagen
Biomethan-Reformierung	8	Analog Wasserstoff aus Erdgasdampfreformierung	Co-Processing mit Erdgas denkbar in eher zentralen Anlagen
Dunkelfermentation	5	Wasserstoff fällt als Gemisch mit CO ₂ an. Nur nach Aufbereitung als Reinstwasserstoff anwendbar	Dezentral im Verbund bzw. als Vorstufe von Biogasanlagen oder anderen biotechnologischen Prozessen
Biophotolyse	3–4	Wasserstoff fällt als Gemisch mit CO ₂ an. Nur nach Aufbereitung als Reinstwasserstoff anwendbar	Dezentral als stand-alone oder in Kombination mit Dunkelfermentation (nur indirekte Biophotolyse)
Vergasung	5–7	H ₂ -reiche Synthesegase für Produktsynthesen und/oder Prozesswärme; Anwendung als Reinstwasserstoff nur nach Aufbereitung	In verschiedenen Gesamtkonzepten denkbar
hydrothermale Vergasung	5	Energiereiches Produktgasgemisch aus H ₂ , CH ₄ und CO ₂ ; nur nach Aufbereitung als Reinstwasserstoff nutzbar	Thermochemische Verwertung von Schlämmen und nasser Rest-biomasse: Dezentrale Produktion von H ₂ durch Kombination von SCWG & Reformierung
Methanpyrolyse	4	(Nach Aufbereitung) als Reinstwasserstoff anwendbar	Wasserstoffherzeugung aus Biogas: Aktuell einziger Weg, um ohne CCS aus CH ₄ CO ₂ -frei H ₂ erzeugen zu können – es sind sogar „negative Emissionen“ via CCS möglich.

Tabelle 1

Vergleich der Wasserstoffherzeugungstechnologien aus Biomasse: Perspektiven und Relevanz

SCWG: Supercritical Water Gasification
CCS: Carbon Capture and Storage

Wasserstoff via anaerober (Dunkel-)Fermentation (UFZ / DBFZ)

Im Bereich der mikrobiologischen Erzeugung von Wasserstoff aus Biomasse verfügt die Dunkelfermentation über einen vergleichsweise hohen Entwicklungsstand (► *Tabelle 1*).

Das Potenzial liegt in der kombinierten stofflichen und energetischen Nutzung von Biomasse, da im Prozess neben Wasserstoff auch organische Säuren entstehen. Neben kurzkettigen Fettsäuren, wie z. B. Essig- und Buttersäure, können auch höherwertige mittelkettige Fettsäuren (z. B. Capronsäure) durch gezielte Prozessführung mittels mikrobieller Kettenverlängerung erzeugt werden (Lambrecht et al., 2019). Wasserstoff fällt in diesem Fall als Nebenprodukt an.

Wesentliche Herausforderungen bei der Hochskalierung bestehen in der Aufrechterhaltung der Prozessstabilität (Vermeidung der Methanogenese) und der Entwicklung von integrierten Konzepten, bei denen alle Produkte aus dem Prozess wirtschaftlich genutzt werden.

Weitere FuE-Themen

Neben diesen FuE-Beispielen gibt es eine Reihe von FuE-Themen für Wasserstoff aus Biomasse, die sich auf die Kernpunkte Potenziale (u. a. Ressourcen und Produkte), Technologien (u. a. integrierte Konversions- und Aufbereitungstechnologien mit besonderem Fokus auf sektorübergreifende Technologien und

Anlagenkonzepte), Anwendung (u. a. Systemdienstleistung und Einsatzfelder) sowie System- und Technologiebewertung beziehen.

Fazit

Zusammenfassend ist zu konstatieren, dass Wasserstoff aus Biomasse dort, wo es sinnvoll ist, einen nachhaltigen Beitrag zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft leisten kann. Er bietet ergänzende Wertschöpfungsmöglichkeiten, v. a. im dezentralen Kontext (z. B. für kommunale Wasserstoffnutzung im Verkehr).

Unter adäquater Berücksichtigung der Kostenfaktoren für Biomasse und dem Wert des biogenen Kohlenstoffs können sich Verfahren für Biowasserstoff v. a. zur Behandlung von biogenen Abfall-/Reststoffen als Alternative zur Entsorgung eignen.

Allen Verfahren gemein ist die Aufreinigung des Wasserstoffs gemäß den Qualitätsanforderungen für die nachfolgende Anwendung. Kurzfristig ließe sich Biowasserstoff v. a. durch bekannte Verfahren über Reformierung von methanreichen Gasen (z. B. Biogas) herstellen. Perspektivisch sind auch fermentative und thermo-chemische Verfahren denkbar.

Wasserstoff und Biomethan aus biogenen Rest- und Abfallstoffen treten in diesem Zusammenhang als Wettbewerber auf. Der schlussendliche Anwendungspfad muss neben der Abwägung technischer und infrastruktureller Voraussetzungen immer unter dem

Aspekt der THG-Bilanz der gesamten Anwendungskette bewertet werden. Da Biomasse die einzige erneuerbare Kohlenstoffquelle darstellt, ist die Erzeugung von Wasserstoff aus Biomasse immer mit der komplementären Verwendung der Biomasse zur Bereitstellung biogener Kohlenstoffverbindungen abzuwägen.

Vor diesem Hintergrund bietet sich vor allem die Nutzung von erneuerbarem, elektrolytisch hergestelltem Wasserstoff in Kombination mit biobasierten Kohlenstoffverbindungen für die Synthese von Basischemikalien oder Kraftstoffen im Rahmen von Power-to-X Verfahren (kurz SynBioPTx) an.

Zudem ließe sich Biowasserstoff in kombinierten Verfahren zu methanreichen Gasen mischen (z. B. Biohythan), welche beispielsweise als brennbares Gas für Prozessenergie im Hochtemperaturbereich Anwendung finden könnten.

Literatur

- Lambrecht, J., Cichocki, N., Schattenberg, F., Kleinsteuber, S., Harms, H., Müller, S., Sträuber, H. (2019): Key subcommunity dynamics of medium-chain carboxylate production. *Microbial Cell Factories* 18, 92.
- Boukis, N., Stoll, I. K. (2021): Gasification of biomass in supercritical water, challenges for the process design – lessons learned from the operation experience of the first dedicated pilot plant. *Processes* 9, 455.
- Roeb, M., Brendelberger, S., Rosenstiel, A., Agrafiotis, C., Monnerie, N., Budama, V., Jacobs, N. (2020) Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende Teil 1: Technologien und Perspektiven für eine nachhaltige und ökonomische Wasserstoffversorgung. sonstiger Bericht verfügbar unter: <https://elib.dlr.de/137796/>
- Kruse, A. (2008): Supercritical water gasification. *Biofuels, Bioproducts & Biorefining* 2.
- Stoppel, L., Fehling, T., Geißler, T., Baake, E., Wetzel, T. (2017): Carbon dioxide free production of hydrogen. In: *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering* 228 (2017), Nr. 1, No. 12016.
- Schneider, S., Bajohr, S., Graf, F., Kolb, T. (2020): Verfahrensübersicht zur Erzeugung von Wasserstoff durch Erdgas-Pyrolyse. *Chemie Ingenieur Technik* 92 (8)

Weißer Wasserstoff: Energieträger für eine nachhaltige Herstellung und Nutzung

Wasserstoff ist ein wichtiger Baustein in der chemischen Industrie und spielt für eine künftige klimafreundliche Wirtschaft eine immer größere Rolle. Heute wird Wasserstoff zu ca. 95 % aus fossilen Rohstoffen gewonnen (sog. grauer Wasserstoff). Grundsätzlich stehen alternative Verfahren zur Wasserstoffgewinnung zur Verfügung. Diese werden durch einen Farbcode beschrieben, je nachdem, welche Technologie verwendet wird (► *Abbildung 1*). Sie unterscheiden sich in ihrer Nachhaltigkeit, die durch Parameter wie Flächeneffizienz, Emissionen (hauptsächlich CO₂) und Rohstoffeffizienz bestimmt wird, sowie in ihrer Speicherkapazität, der Möglichkeit der dezentralen Produktion und in der Kosteneffizienz (► *Abbildung 2*).

► *Abbildung 2* bewertet die wichtigsten Ansätze zur H₂-Bildung quantitativ:

- A) Verfahren, die auf fossilen Energieträgern beruhen
- B) Verfahren, die auf der Umwandlung von Biomasse oder organischen Kohlenstoffquellen basieren
- C) nicht-biologische Verfahren, die die Sonnenenergie direkter und effizienter nutzen
- D) biologische Verfahren, die Mikroben als Katalysatoren für die direkte Nutzung von Sonnenlicht zur Wasserspaltung einsetzen

Unsere zukünftige Energielandschaft wird heterogen sein und unter anderem auf Wasserstoff basieren. Zur schnellen Bereitstellung von großen Mengen, z. B. für die Stahlindustrie, kann (grüner) Wasserstoff alternativ durch Elektrolyse mit Energie / Strom aus Photovoltaik oder Windkraft in Großanlagen produziert werden. Daneben könnten kostengünstige und weniger ressourcenintensive Kleinanlagen mit anderen Verfahren einen wichtigen Beitrag für dezentrale Anwendungen leisten. Dezentrale und möglichst autonome Anlagen könnten in vielen kleinen Produktionseinheiten bis zu einigen hundert Kilogramm Wasserstoff pro Jahr herstellen, die nach einer kurzfristigen Speicherung direkt für Wärme, Strom oder für Mobilität genutzt werden könnten. Damit würde eine komplexe Logistik für Transport und Speicherung in großem Maßstab umgangen werden.

Für eine weitestgehend autonome Betriebsweise sind kontinuierliche Herstellungsformate für Wasserstoff erforderlich. Hierfür sind einerseits physikalisch-chemische Verfahren wie die reversible Brennstoffzelle denkbar. [2]

Zum anderen kann Wasserstoff biotechnisch kontinuierlich direkt aus Wasser mithilfe der cyanobakteriellen Photosynthese produziert werden. Die lebenden, mikrobiellen Katalysatoren wachsen in einfachen Salzlösungen. Dieser sogenannte weiße (solare) Wasserstoff wird direkt aus Wasser über die natürliche Photosynthese mit dem Werkzeugkasten der weißen Biotechnologie erzeugt, daher der Name.

Eine hohe Effizienz der Wasserstoffproduktion, bezogen auf Licht als Energiequelle, bedingt hohe Biomassekonzentrationen, eine optimale Lichtzufuhr und einen auf Wasserstoff ausgerichteten Elektronenfluss. Die Natur hat die Photosynthese optimiert, um die Lichtenergie in biochemische Energie- und Elektronenträger (ATP und NADPH) zu speichern. Damit wird Kohlendioxid reduziert und in der Zelle als Zucker gebunden. Dieser ist die Vorstufe aller organischen Verbindungen in der lebenden Materie [3]. Zur Wasserstoffgewinnung muss der Organismus Elektronen aus Wasser in einer Art „gratis-Kreislauf“ in die H₂-Produktion verschieben, anstatt sie für die Produktion von biologischen Energieträgern und damit von Biomasse zu nutzen. Wasser wird durch das Photosystem II von Cyanobakterien in Elektronen, Protonen und Sauerstoff aufgespalten und aus Elektronen und Protonen wird Wasserstoff gebildet.

Für die biotechnische Wasserstoffbildung gibt es grundsätzlich zwei Ansätze, die beide auf Ganzzell-Biokatalysatoren beruhen: die Biophotolyse und die Biophotovoltaik (mikrobielle Elektrolysezellen) [4–8]. Dabei nutzen Mikroorganismen zwei Protonen (H⁺) als Elektronensenke für zwei Elektronen zur Bildung von H₂. Die zwei Ansätze unterscheiden sich durch den verwendeten Elektronendonator, die Redoxpotenziale, die zur H₂-Bildung eingesetzt werden, und die jeweiligen Mikroorganismen, die in der Lage sind, die notwendigen Reaktionen durchzuführen.

Dieser Vortrag ist die Kurzfassung eines Buchkapitels [1].
Übersetzt mit Genehmigung des Verlags DeGruyter.



UFZ

Prof. Dr. Andreas Schmid
andreas.schmid@ufz.de

Prof. Dr. Bruno Bühler
bruno.buehler@ufz.de

PD Dr. Stephan Klähn
stephan.klaehn@ufz.de

Dr. Christian Dusny
christian.dusny@ufz.de

Dr. Jens Krömer
jens.kroemer@ufz.de

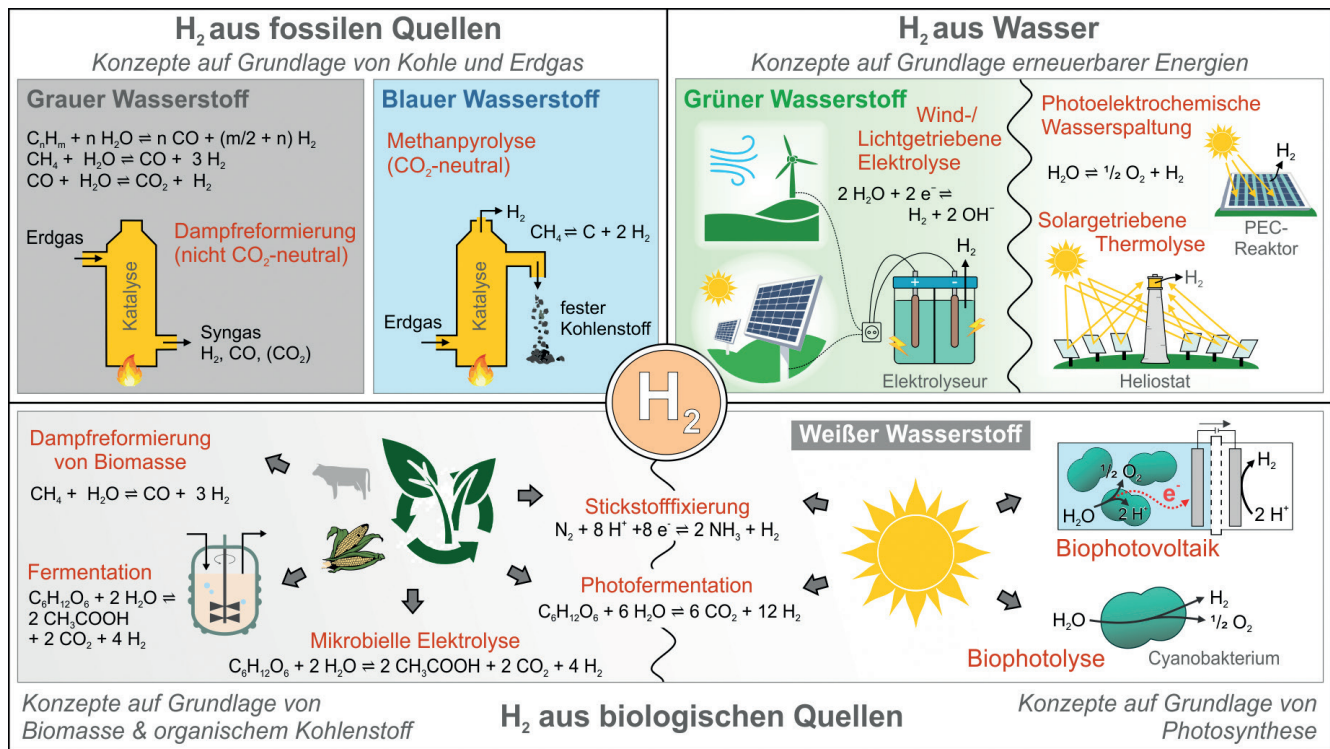


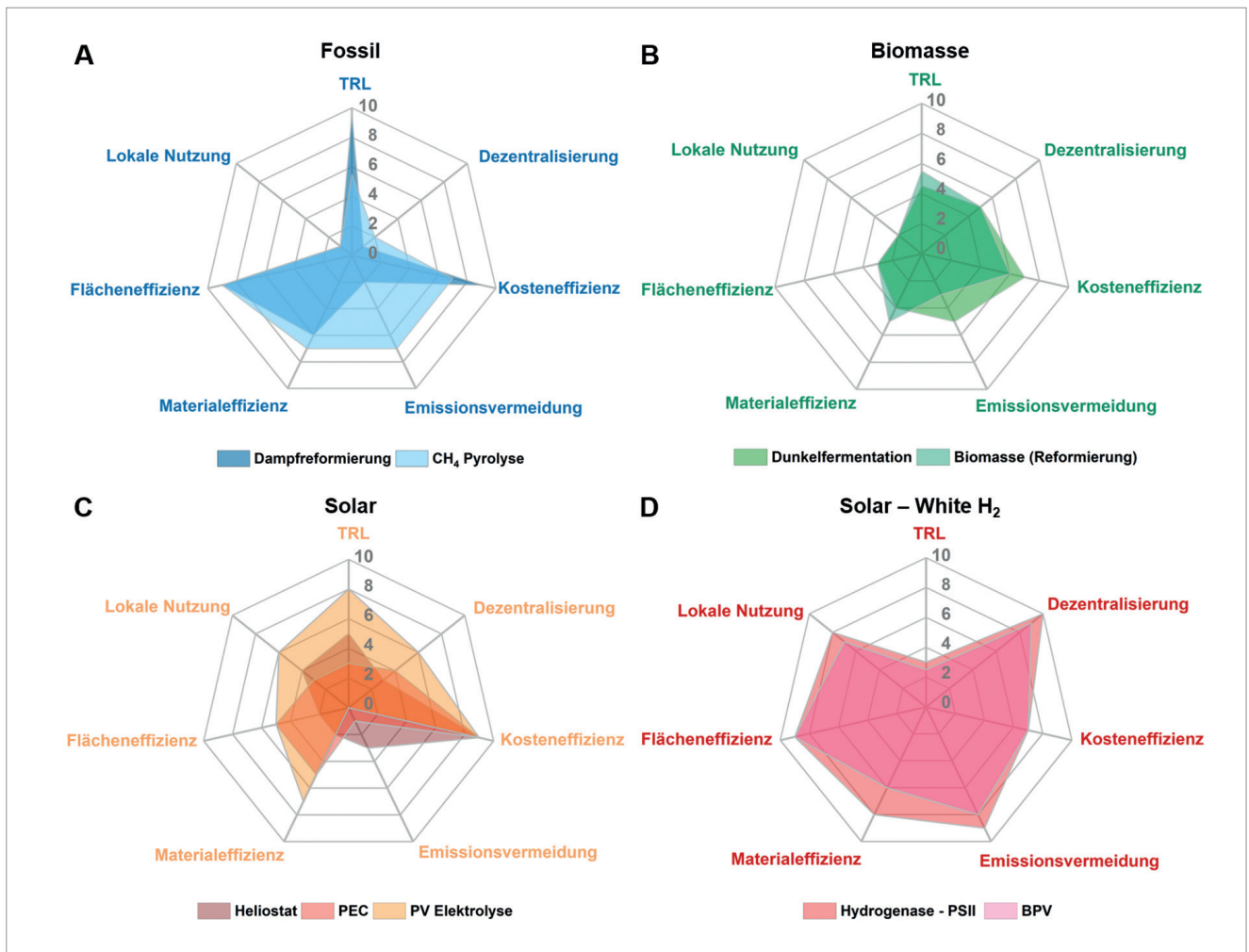
Abbildung 1
Wasserstoff-Gewinnung:
 Überblick über die verschiedenen Konzepte
 (Quelle: [1])

H₂-Bildung durch Biophotolyse

Bei der Biophotolyse werden die bei der wasseroxidierenden Reaktion freigesetzten Elektronen über das Photosystem(e) ohne Umweg über den Zentralstoffwechsel an eine Hydrogenase abgegeben. Der Sauerstoff entsteht in derselben Mikrobenzelle als Nebenprodukt der Wasserspaltungsreaktion und muss, wie der Wasserstoff selbst, abgetrennt werden. Der heilige Gral der biologischen H₂-Produktion ist diese direkte Kopplung der H₂-Bildung an die sauerstoffhaltige photosynthetische Lichtreaktion mit der Nettoreaktion von H₂O zu H₂ und 1/2 O₂, durch die Energie des Lichts (► *Abbildung 2D*) [9]. Dadurch wird die Bildung von Biomasse und der Kohlenstoffstoffwechsel umgangen, was eine hohe theoretische Licht-Wasserstoff-Effizienz ermöglicht. Hydrogenasen in Sauerstoff produzierenden Organismen werden im Allgemeinen bereits bei niedrigen O₂-Konzentrationen inaktiviert [10–12]. Deshalb sind O₂-tolerante Hydrogenasen für die biophotolytische H₂-Bildung wünschenswert. Dies könnte entweder durch Entwicklung neuer nativer Hydrogenasen erreicht werden, die weniger O₂-sensitiv sind oder durch die Übertragung O₂-toleranter Hydrogenasen aus anderen Organismen in sauerstoffbildende phototrophe Organismen [13–18].

H₂-Produktion mittels Biophotovoltaik (BPV)

Bei der Biophotovoltaik ist die photosynthetische Elektronentransportkette indirekt mit einer Festkörperelektrode (Anode) gekoppelt und treibt die Reduktion von Protonen zu Wasserstoff an der Kathode einer mikrobiellen Elektrolysezelle an. Dabei findet die Bildung von Sauerstoff und Wasserstoff in verschiedenen Reaktionsräumen statt, was die Produktrückgewinnung erleichtert. An der Kathode können die Elektronen dann z. B. genutzt werden, um H₂O zu oxidieren und sauberen Wasserstoff zu erzeugen. Dies erfordert in der Regel eine Stromversorgung, um die Spannung der Elektronen zu erhöhen, da das Standardpotenzial des Elektronendonors in der Regel positiver ist als für H₂ (–0,41 V). Dennoch ist die theoretisch erforderliche Spannung (z. B. –0,13 V) viel niedriger, als die für die Wasserelektrolyse erforderliche Spannung (–1,23 V), die für grünen Wasserstoff verwendet wird. Die bei der mikrobiellen Elektrochemie auftretenden Energieverluste machen sie jedoch derzeit technisch noch nicht wettbewerbsfähig [19]. Das Ziel ist es auch hier, aus Wasser gewonnene und durch Licht angelegte Elektronen möglichst nahe an den Photosystemen in einem BPV-System zu nutzen. Dieser Ansatz hat den Vorteil, dass je nach dem Abgriffpunkt der Elektronen in der biochemischen Elektronentransportkette der Photosynthese eine wesentlich geringere elektrische Leistung nötig ist, als bei einem klassischen Elektrolyseur, oder dass sogar Leistung



gewonnen werden kann. Dies macht die BPV theoretisch zu einem viel effizienteren System, als die derzeitige Art der Herstellung von „grünem Wasserstoff“ mit einem Elektrolyseur.

Obwohl die Verwendung von Cyanobakterien in BPV-Systemen noch neu ist, wurde eine Reihe von Cyanobakterien auf ihre Photostromleistung hin getestet. Bisher erreichten die Systeme Leistungsdichten von bis zu 0,5 W m⁻² [20, 21]. Zu diesen Organismen gehören *Synechococcus* und *Synechocystis* sp. PCC 6803 [22], *Nostoc* [23], *Anabaena variabilis* M-2 [24], *Oscillatoria limnetica* [25] und *Lyngbya* [23]. Die höchste bisher berichtete Leistungsdichte lag für *Synechocystis* bei über 100 mWm⁻², allerdings nur in kleinsten Reaktionsumgebungen (mit einer Anodenkammer von 0,4 µl) [26]. Wenn ein Potenzial von +0,5V angelegt wird, was 0,2A/m² entspricht, entspricht dies der Erzeugung von 2,0728 *10⁻⁶ mol Elektronen pro Sekunde pro m², was 3,7 mmol Wasserstoff pro m² pro Stunde entspräche. Natürlich muss diese Stromdichte erhöht werden, z. B. durch eine Entwicklung der Orga-

nismen [28]. Alternativ könnten die verwendeten Mediatoren die H₂-Produktion erhöhen. So könnten gentechnisch veränderte Organismen und damit verbundenen eventuelle rechtliche Einschränkungen vermieden werden. Damit ist die BPV eine vielversprechende Technologie der H₂-Produktion. Insbesondere wenn gentechnisch veränderte Mikroben inakzeptabel sind, könnte BPV in Kombination mit hochentwickelten chemischen Mediatoren (z. B. membraninterkalierende Metallkomplexe mit dem gewünschten Redoxpotenzial) einen neuen Weg zur phototropen Wasserstoffproduktion eröffnen [29].

Herausforderungen

Je nachdem, welcher Ansatz verfolgt wird, Biophotolyse oder Biophotovoltaik (BPV), müssen unterschiedliche Herausforderungen bewältigt werden. Zwei zentrale Probleme der Biophotolyse sind die Natur der Hydrogenasen [30] und das Knallgasproblem. Viele Hydrogenasen sind sehr sauerstoffempfindlich, neigen stark zur H₂-Oxidation und benötigen ein

Abbildung 2

Vergleichende Analysen von Technologien zur H₂-Erzeugung, gegliedert nach Primärenergiequelle.

Je höher die Punktzahl, desto besser schneidet die jeweilige Technologie ab.

TRL = Technology readiness level

PEC = Photoelektrochemische Zelle

PV = Photovoltaik

BPV = Biophotovoltaik

(Quelle: [1])

sehr negatives Redoxpotenzial, um Elektronen aufzunehmen. Da bei der Wasserspaltungsreaktion neben Elektronen auch Sauerstoff freigesetzt wird, führt dies bei der Akkumulation zu einem explosiven Gasgemisch, wenn es nicht von Anfang an effektiv getrennt wird. Bei der BPV gibt es dieses Problem nicht, da die Sauerstoffentwicklung und die H₂-Produktion in getrennten Reaktionsräumen stattfinden. Allerdings ist der Elektronentransfer von der Mikrobienzelle zur Elektrode derzeit sehr ineffizient und der zugrundeliegende Mechanismus ist für die Feinabstimmung des Punktes des Elektronenabgriffs und die Maximierung der Stromdichte im BPV-System nicht verstanden. Insbesondere der Zugang zur photosynthetischen Elektronentransportkette (ETC), entweder mittels Gentechnik oder durch chemische Elektronen-Shuttles (sogenannte Mediatoren), ist eine große Herausforderung [6].

Effizienz

Ein wesentlicher Beitrag des weißen Wasserstoffs zu einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft erfordert eine hohe Energieausbeute der zugrunde liegenden Verfahren, d. h. eine hohe Effizienz der Umwandlung von Lichtenergie in chemische Energie in Form von H₂. Eine niedrige Energieausbeute würde zu einem unverhältnismäßig hohen Flächenverbrauch führen. Dies schließt die Verwendung von Biomasse und aus Biomasse gewonnenen organischen Verbindungen als Elektronenquellen aus. Der primäre Elektronendonator für die CO₂-Fixierung in Biomasse ist ebenfalls Wasser, allerdings ist die Energieausbeute von Licht zu Biomasse gering (typischerweise 1–2%). Sie kann bei umfangreichen Veränderungen der Organismen (sog. Cell-Engineering) 5–8% erreichen [31, 32]. Dies ergibt allerdings eine sehr geringe Gesamtausbeute an Licht-H₂-Energie. Aus Gründen der Energieeffizienz sollte auch der Umweg über kohlenstoffbasierte Metaboliten wie Glykogen und Glukose innerhalb phototropher Mikroben weitestgehend vermieden werden. Zur Maximierung der Effizienz der Wasserstoffproduktion muss diese so nah wie möglich an das Primärgeschehen der Photosynthese gekoppelt werden, siehe oben [33].

Mit einer theoretischen solaren H₂-Ausbeute von bis zu 24% [34] übertrifft die photosynthesegetriebene H₂-Produktionstechnologie theoretisch andere solar-gestützte Technologien. Darüber hinaus bietet die Verwendung lebender Cyanobakterienzellen den Vorteil eines sich selbst regenerierenden photobiokatalytischen Systems, das ein kontinuierliches Prozessformat ermöglicht. Die Herausforderungen bei der Skalierung von Prozessen, die auf phototrophen

Organismen basieren, machen eine großtechnische Umsetzung der Produktion von weißem Wasserstoff in sehr großen Mengen an einem Ort wegen der zu geringen Raum-Zeit-Ausbeute des Verfahrens unwahrscheinlich. Sie birgt jedoch ein enormes Potenzial für Anwendungen in kleinen, dezentralen, modularen Einheiten für die Produktion von mehreren hundert Kilogramm pro Jahr. Die Hürden für die Entwicklung solcher Prozesse sind noch erheblich und erstrecken sich über alle Disziplinen von der Molekular- bis zur Verfahrenstechnik. Cyanobakterien sind genetisch zugänglich und stellen ideale Wirtssysteme für die Entwicklung von Biokatalysatoren für die Wasserstoffproduktion dar. Erste zelluläre Designziele wurden von Rögner et al. und anderen definiert und erreicht [30]. Insbesondere in den letzten Jahren wurden neue Konzepte für effiziente und theoretisch skalierbare Biofilmreaktorformate entwickelt, die hohe Zelldichten und eine kontinuierliche Verarbeitung ermöglichen.

Dennoch bleiben wesentliche Herausforderungen bestehen. Verfahren für weißen Wasserstoff haben immer noch niedrige spezifische Produktionsraten und Produktionsstabilitäten. Dies ist die größte Herausforderung für eine wirtschaftlich sinnvolle Prozessimplementierung. Diese Tatsache erfordert fortschrittliche molekulare Strategien für das Katalysator-Engineering, um die Elektronenflüsse zu den Elektroden in BPV-Ansätzen oder Hydrogenasen in der Biophotolyse zu erhöhen. Eine Steigerung der H₂-Produktionsraten würde sich direkt in einer verbesserten wirtschaftlichen Durchführbarkeit des Prozesses niederschlagen. Jüngste Entwicklungen, wie die erfolgreiche Fusion funktioneller Hydrogenasen direkt mit dem PS1-Komplex [8], sind vielversprechend und weisen den Weg für erhebliche zukünftige Verbesserungen der Reaktivität von Photobiokatalysatoren gegenüber Wasserstoff.

Allerdings müssen nicht nur effiziente molekulare Konfigurationen für die H₂-Synthese selbst etabliert werden, sondern es bedarf auch einer gezielten Stabilisierung des Zellstoffwechsels durch regulatorische Modifikationen für eine ausgewogene Aufteilung der Elektronen zwischen der H₂-Bildungsreaktion und den Anforderungen des zellulären Stoffwechsels [35].

Hohe Zelldichten und Reaktionsbedingungen

Derzeit etablierte Photobioreaktoren verwenden entweder ein flaches Format oder eine röhrenförmige Geometrie zur Kultivierung der phototrophen Organismen.

Nur die röhrenförmigen Photobioreaktoren werden heute im großen industriellen Maßstab für die Produktion von Biomasse oder für hochpreisige Chemikalien (über 10 EUR/kg) betrieben. Beispiele sind ein 700 m³ großer Photobioreaktor für die Produktion von Biomasse für Lebens- und Futtermittel (Klötze, Deutschland) und ein 25 m³ großer Photobioreaktor für die Produktion von Astaxanthin (Hawaii, USA) [36].

Grundsätzliche Probleme sind jedoch noch nicht gelöst. Bis heute gibt es keine großtechnisch skalierbaren Bioreaktorsysteme, die Zelldichten über 4 g Zellrockengewicht pro Liter (CDW/L) erlauben [37]. Dies ist für einen produktiven Bioprozess zur Wasserstoffgewinnung zu niedrig. Zum Vergleich: kommerzielle Bioprozesse, die heterotrophe Mikroorganismen wie *E. coli* verwenden, erreichen leicht Zelldichten von 50 gCDW/L oder für Hefe basierte Prozesse sogar weit mehr. Daher ist die Entwicklung von neuen Photobioreaktoren einer der wichtigsten Aufgaben der Photobiotechnologie für den breiten und kommerziellen Einsatz von Cyanobakterien. Dies gilt insbesondere für Niedrigpreisprodukte wie Wasserstoff [38].

Die Prozessstabilität ist ein weiterer wichtiger Faktor für die integrierte Entwicklung eines wettbewerbsfähigen Verfahrens zur Herstellung von weißem Wasserstoff. Eine Lösung hierfür sind katalytische Biofilme [39, 40]. Zellen in Biofilmen sind von Natur aus robuster gegenüber Umwelteinflüssen als suspen-

dierte Zellen. Allerdings reicht dies für lange Prozesslaufzeiten unter Außenbedingungen noch nicht aus [41, 42]. Dezentrale H₂-Produktionsanlagen sind aufgrund von Tag-/Nachtzyklen, Wetterbedingungen und drastischen saisonalen Veränderungen von Temperatur, Lichtqualität und Bestrahlungsstärke ständig wechselnden Bedingungen ausgesetzt [43]. Daher muss das System robust gegenüber solchen abiotischen Faktoren sein. Überleben und Wachstum sind die wichtigsten Zielfunktionen mikrobieller Systeme in der Natur. Zukünftige Prozesskonzepte für die Produktion von weißem Wasserstoff unter Freilandbedingungen werden sich auf die Besiedlung von Biofilm-Mikroreaktoren mit Konsortien konzentrieren, deren Zusammensetzung so optimiert ist, dass die natürlichen Ziele Wachstum und Überleben erfüllt werden, während die Wasserstoffproduktion als Hauptzielfunktion des Prozesses erhalten bleibt.

Integriertes Prozessdesign und Grenzen

Alternative Produktionswege für Energieträger mit Cyanobakterien haben in den letzten Jahren große Aufmerksamkeit gewonnen, aber ihre Umsetzung wird oft durch verfahrenstechnische und wirtschaftliche Machbarkeiten eingeschränkt [44]. Katalysator-, Reaktions- und Verfahrenstechnik müssen integrativ betrachtet werden, um effiziente Photobioprozesse zu entwickeln, die mit etablierten H₂-Produktionstechnologien konkurrieren können. Dies erfordert die Anwendung rationaler Heuristiken, die alle Phasen der Prozessentwicklung und des Scale-up umfassen. Im Allgemeinen wird die Durchführbarkeit von Bioprozessen durch system- und prozessspezifische Parameter eingeschränkt, die den Bereich des Machbaren abgrenzen. Die erreichbaren Produktkonzentrationen und -titer sowie die Stabilität des Biokatalysators und die Kinetik der Produktbildung definieren

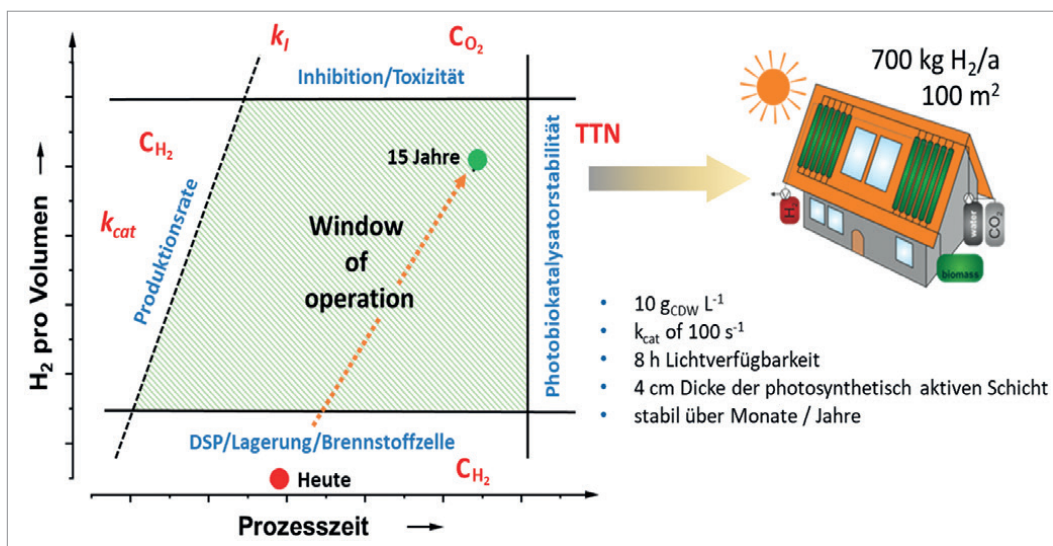


Abbildung 3

Verfahrens-Grenzen (Window of operation) für die Produktion von weißem Wasserstoff mit Cyanobakterien

TTN = Total turnover number (maximale Umsatzzahl)

k_{cat} = Umsatzzahl der Enzyme zur H₂-Bildung

k_i = Inhibitionskonstante der Enzyme zur H₂-Bildung

DSP = Produkt-aufarbeitung

a = annum

CDW = Zellrockengewicht

die wichtigsten Prozessgrenzen und bilden den quantitativen Rahmen für das integrierte Prozessdesign (Verfahrensgrenzen, ► *Abbildung 3*) [45]. Dieses Konzept kann für die Bewertung der theoretischen Grenzen für BPV-Konzepte und die Hydrogenase-katalysierte Produktion (Biophotolyse) von weißem Wasserstoff genutzt werden.

Cyanobakterielle Prozesse versprechen einen wichtigen Beitrag zu einer nachhaltigen und kohlenstoffneutralen Produktion von Energieträgern, sie sind aber durch die Kinetik des Photobiokatalysators (k_{cat} , k_i) begrenzt. Geringe spezifische Produktionsraten (TTN), geringe Biomassekonzentrationen und schlechte Raum-Zeit-Ausbeuten (STY) führen zu typischen Produktkonzentrationen, die bisher selten die mg/L-Marke überschreiten [46]; sie sind hauptsächlich für den hohen Flächenbedarf moderner Photobioprozesse verantwortlich. Neuartige Reaktionsformate, wie kapillarbasierte Biofilmreaktoren, könnten hier Abhilfe schaffen. Sie ermöglichen hohe Biokatalysatordichten von bis zu 50 g CDW/L, was einer Verzehnfachung der aktiven Biomasse pro Volumen im Vergleich zu herkömmlichen Photo-Bioreaktorformaten mit suspendierten Zellen entspricht [39, 40]. Bei der Produktion von kohlenstoffbasierten Energieträgern bilden jedoch die inhärente CO₂-Fixierungskapazität von Cyanobakterien und der entsprechende Stoffwechselfluss zum Produkt eine obere Grenze für Produktionsprozesse [47].

Die bisher berichteten Raten (k_{cat}) für die Produktion von weißem Wasserstoff sind für technische Umsetzungen noch viel zu niedrig. Vielversprechend für eine Maximierung der Produktivität solcher Verfahren ist allerdings die hohe Rate der Wasserspaltungsreaktion am Photosystem II (PSII), mit Umsatzzahlen von bis zu 250 s⁻¹ und damit der Rate der Anlieferung von Elektronen für die Protonenreduktion oder für eine Anode der BPV [8, 48]. Bei einer konservativ geschätzten Elektronenabgaberate von 100 s⁻¹ PSII⁻¹ für Wasserstofferzeugungsprozesse bei einer Zelldichte von 10 g CDW/L könnten theoretisch mehr als 470 kg H₂ a⁻¹ auf einer Fläche von 100 m² erzeugt werden. Die enthaltene Energie würde ausreichen, um den Energiebedarf eines 4-Personen-Haushalts in einem modernen energieeffizienten Haus zu decken. Bezogen auf die in Deutschland (357 582 km²) für eine Bebauung zur Verfügung stehende Fläche (ca. 27 634 km²), einer angenommenen Nutzung dieser Fläche von 20% für solaren (weißen) Wasserstoff, der Energiedichte von Wasserstoff von 33,33 kWh/kg könnten so jährlich ca. 425 TWh Energie in Form von Wasserstoff bereit gestellt werden. Dies würde ca. 17% des gesamten deutschen Energiebedarfs pro Jahr (2558 TWh) und sogar 65% der jährlich

benötigten Haushaltsenergie (651 TWh) entsprechen. Dies würde weißen (solaren) Wasserstoff sogar bei einer wesentlich kleineren Flächennutzung oder einer geringeren Ausbeute signifikant machen.

Fazit

Der Durchbruch für eine kontinuierliche, lichtgetriebene und skalierbare H₂-Produktion aus Wasser in Cyanobakterien ist noch nicht gelungen. Derzeitige Ansätze sind aber sehr vielversprechend und haben ein hohes Anwendungspotenzial. Es sind jedoch noch große Herausforderungen zu bewältigen. Insgesamt bietet das Konzept der Produktion von weißem, solarem Wasserstoff eine vielversprechende Lösung für die Erzeugung nachhaltiger Bioenergie in vielen kleinen, dezentralen und autonomen Anwendungsformaten. Mit zukünftigen Fortschritten in der integrierten Reaktor-, der Biokatalysator- und Prozessentwicklung könnte weißer, solarer Wasserstoff ein Schlüsselement im Energiemix einer zukünftigen Bioökonomie werden.

Referenzen

1. Bühler, K., et al., Biocatalytic production of white hydrogen from water using cyanobacteria. *Photosynthesis: Biotechnological applications with microalgae*, ed. Rögner, M. 2021, Berlin; Boston: De Gruyter.
2. Knosala, K., et al., Hybrid hydrogen home storage for decentralized energy autonomy. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2021. **46**(42): p. 21748–21763.
3. Noor, E., et al., Central carbon metabolism as a minimal biochemical walk between precursors for biomass and energy. *Molecular Cell*, 2010. **39**(5): p. 809–820.
4. Lee, H.-S., W.F.J. Vermaas, and B.E. Rittmann, Biological hydrogen production: prospects and challenges. *Trends in Biotechnology*, 2010. **28**(5): p. 262–271.
5. Zhu, G.F., et al., Review of bio-hydrogen production and new application in the pollution control via microbial electrolysis cell. *Desalination and Water Treatment*, 2014. **52**(28–30): p. 5413–5421.
6. Tschörtner, J., B. Lai, and J.O. Krömer, Biophotovoltaics: green power generation from sunlight and water. *Frontiers in Microbiology*, 2019. **10**: p. 866.
7. Zhang, C., et al., Enhancing continuous hydrogen production by photosynthetic bacterial biofilm formation within an alveolar panel photobioreactor. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019. **44**(50): p. 27248–27258.
8. Appel, J., et al., Cyanobacterial in vivo solar hydrogen production using a photosystem I–hydrogenase (PsaD-HoxYH) fusion complex. *Nature Energy*, 2020. **5**(6): p. 458–467.
9. Michel, H., Die natürliche Photosynthese: Ihre Effizienz und die Konsequenzen, in *Die Zukunft der Energie*, P. Gruss and F. Schüth, Editors. 2008, C. H. Beck. p. 80–81.
10. Ghirardi, M.L., et al., Photobiological hydrogen-producing systems. *Chemical Society Reviews*, 2009. **38**(1): p. 52–61.
11. Ghirardi, M.L., et al., Hydrogenases and hydrogen photoproduction in oxygenic photosynthetic organisms. *Annual Review of Plant Biology*, 2007. **58**(1): p. 71–91.
12. Stripp, S.T., et al., How oxygen attacks [FeFe] hydrogenases from photosynthetic organisms. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 2009. **106**(41): p. 17331.
13. Nishimura, H. and Y. Sako, Purification and characterization of the oxygen-thermostable hydrogenase from the aerobic hyperthermophilic archaeon *Aeropyrum camini*. *Journal of Bioscience and Bioengineering*, 2009. **108**(4): p. 299–303.
14. Lenz, O., et al., Oxygen-tolerant hydrogenases and their biotechnological potential, in *Biohydrogen*, M. Rögner, Editor. 2015, Walter de Gruyter GmbH & Co. KG: Berlin, Boston, MA. p. 61–88.
15. Fritsch, J., O. Lenz, and B. Friedrich, Structure, function and biosynthesis of O₂-tolerant hydrogenases. *Nature Reviews Microbiology*, 2013. **11**(2): p. 106–14.
16. Lupacchini, S., et al., Rewiring cyanobacterial photosynthesis by the implementation of an oxygen-tolerant hydrogenase. *Metabolic Engineering*, 2021. **68**: p. 199–209.
19. Reguera, G., et al., Extracellular electron transfer via microbial nanowires. *Nature*, 2005. **435**(7045): p. 1098–1101.
20. Wey, L.T., et al., The development of biophotovoltaic systems for power generation and biological analysis. *ChemElectroChem*, 2019. **6**(21): p. 5375–5386.
21. Saar, K.L., et al., Enhancing power density of biophotovoltaics by decoupling storage and power delivery. *Nature Energy*, 2018. **3**(1): p. 75–81.
22. McCormick, A.J., et al., Photosynthetic biofilms in pure culture harness solar energy in a mediatorless bio-photovoltaic cell (BPV) system. *Energy & Environmental Science*, 2011. **4**(11): p. 4699–4709.
23. Pisciotta, J.M., Y. Zou, and I.V. Baskakov, Light-dependent electrogenic activity of cyanobacteria. *PLoS One*, 2010. **5**(5): p. e10821
24. Tanaka, K., R. Tamamushi, and T. Ogawa, Bioelectrochemical fuel-cells operated by the cyanobacterium *Anabaena variabilis*. *Journal of Chemical Technology and Biotechnology*, 1985. **35**(3): p. 191–197.
25. Bombelli, P., et al., Surface morphology and surface energy of anode materials influence power outputs in a multi-channel mediatorless bio-photovoltaic (BPV) system. *Physical Chemistry Chemical Physics*, 2012. **14**(35): p. 12221–12229.
26. Bombelli, P., et al., A high power-density, mediator-free, microfluidic biophotovoltaic device for cyanobacterial cells. *Advanced Energy Materials*, 2015. **5**(2): p. 1401299.

28. Kracke, F., et al., Balancing cellular redox metabolism in microbial electrosynthesis and electro fermentation – A chance for metabolic engineering. *Metabolic Engineering*, 2018. **45**: p. 109–120.
29. Lai, B., et al., Technical-scale biophotovoltaics for long-term photo-current generation from *Synechocystis* sp. PCC6803. *Biotechnology & Bioengineering*, 2021. **118**(7): p. 2637–2648.
30. Rexroth, S., K. Wiegand, and M. Rögner, eds. Cyanobacterial design cell for the production of hydrogen from water. *Biohydrogen.*, ed. M. Rögner. 2015, Walter de Gruyter GmbH & Co. KG: Berlin, Boston, MA. 61–88.
31. Barber, J., Photosynthetic energy conversion: natural and artificial. *Chemical Society Reviews*, 2009. **38**(1): p. 185–196.
32. Zhu, X.G., S.P. Long, and D.R. Ort, What is the maximum efficiency with which photosynthesis can convert solar energy into biomass? *Current Opinion in Biotechnology*, 2008. **19**(2): p. 153–9.
33. Happe, T., et al., Hydrogen production by natural and semiartificial systems, in *Microalgal Biotechnology: Integration and Economy*, C. Posten and C. Walter, Editors. 2013, De Gruyter p. 118.
34. Esper, B., A. Badura, and M. Rögner, Photosynthesis as a power supply for (bio-) hydrogen production. *Trends in Plant Science*, 2006. **11**(11): p. 543–549.
35. Kannchen, D., et al., Remodeling of photosynthetic electron transport in *Synechocystis* sp. PCC 6803 for future hydrogen production from water. *Biochimica et Biophysica Acta (BBA) - Bioenergetics*, 2020. **1861**(8): p. 148208.
36. Fernandes, B.D., et al., Continuous cultivation of photosynthetic microorganisms: Approaches, applications and future trends. *Biotechnology Advances*, 2015. **33**(6, Part 2): p. 1228–1245.
37. Lippi, L., et al., Exploring the potential of high-density cultivation of cyanobacteria for the production of cyanophycin. *Algal Research*, 2018. **31**: p. 363–366.
38. Posten, C., Design principles of photo-bioreactors for cultivation of microalgae. *Engineering in Life Sciences*, 2009. **9**(3): p. 165–177.
39. Hoschek, A., et al., Mixed-species biofilms for high-cell-density application of *Synechocystis* sp. PCC 6803 in capillary reactors for continuous cyclohexane oxidation to cyclohexanol. *Bioresource Technology*, 2019. **282**: p. 171–178.
40. Heuschkel, I., et al., Mixed-trophies biofilm cultivation in capillary reactors. *MethodsX*, 2019. **6**: p. 1822–1831.
41. Barnes, C., L. Greene, and J. Lee, Assessing the stability and expression of transgenes in genetically engineered cyanobacteria for bio-fuel production. *Abstracts of Papers of the American Chemical Society*, 2019. **257**.
42. Syiem, M.B. and A. Bhattacharjee, Structural and functional stability of regenerated cyanobacteria following immobilization. *Journal of Applied Phycology*, 2015. **27**(2): p. 743–753.
43. Bertuccio, A., M. Beraldi, and E. Sforza, Continuous microalgal cultivation in a laboratory-scale photobioreactor under seasonal day-night irradiation: experiments and simulation. *Bioprocess and Biosystems Engineering*, 2014. **37**(8): p. 1535–1542.
44. Kamravamanesh, D., et al., Scale-up challenges and requirement of technology-transfer for cyanobacterial poly (3-hydroxybutyrate) production in industrial scale. *International Journal of Biobased Plastics*, 2019. **1**(1): p. 60–71.
45. Woodley, J.M. and N.J. Titchener-Hooker, The use of windows of operation as a bio-process design tool. *Bioprocess Engineering*, 1996. **14**(5): p. 263–268.
46. Knoot, C.J., et al., Cyanobacteria: Promising biocatalysts for sustainable chemical production. *Journal of Biological Chemistry*, 2018. **293**(14): p. 5044–5052.
47. Burnap, R.L., M. Hagemann, and A. Kaplan, Regulation of CO₂ concentrating mechanism in cyanobacteria. *Life (Basel, Switzerland)*, 2015. **5**(1): p. 348–371.
48. Ananyev, G. and G.C. Dismukes, How fast can Photosystem II split water? Kinetic performance at high and low frequencies. *Photosynthesis Research*, 2005. **84**(1): p. 355–365.

Großskalige Wasserstoffspeicherung als notwendiges Bindeglied zwischen Erzeugung und Verbrauch

Mit der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) [1] definiert die Bundesregierung einen Handlungsrahmen für den Einsatz von Wasserstofftechnologien als Kernelemente der Energiewende. Sie sollen dazu beitragen, den Umbau der auf fossilen Energieträgern basierten Energiewirtschaft voranzutreiben, Produktionsprozesse zu dekarbonisieren und neue Wertschöpfungsketten für die deutsche Wirtschaft zu schaffen. Wasserstoff bekommt bei der Weiterentwicklung und Vollendung der Energiewende eine zentrale Rolle, denn er ermöglicht es, mit Hilfe erneuerbarer Energien (EE) die CO₂-Emissionen vor allem in den Sektoren Industrie und Verkehr deutlich zu verringern und zur Erreichung der Klimaziele beizutragen.

Für die erfolgreiche Etablierung einer nationalen Wasserstoffökonomie müssen alle Komponenten des Systems untersucht und evaluiert werden. Das betrifft also die künftige Erzeugung, den Transport, die Nutzung und Weiterverwendung von Wasserstoff und die damit verbundenen Innovationen und Investitionen.

Nach dem jetzigen Kenntnisstand werden die für eine treibhausgasneutrale Gesellschaft im Jahr 2050 benötigten Erzeugungskapazitäten von Wasserstoff nicht ausschließlich in Deutschland zu realisieren sein. Ein beachtlicher Anteil des Wasserstoff-Bedarfs (ca. 70%) [2] soll daher durch den Import auf EU- und internationaler Ebene gedeckt werden.

Zwischenspeicherung zur Absicherung von Reserven oder als Lastmanagement spielt dabei eine wesentliche Rolle.

Im Hinblick auf die Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch erfüllen Netze die Funktion des erforderlichen räumlichen Bedarfsausgleichs und Speicher die des zeitlichen Bedarfsausgleichs. Oberirdische Netz- und Speicherinfrastrukturen sind aber nicht in der Lage, Wasserstoff in der prognostizierten Größenordnung industrieller Großverbraucher (z. B. Grundstoffchemie, Roheisen und Stahl) zu speichern. Eine groß angelegte und langfristige H₂-Speicherung zur Gewährleistung der erforderlichen Systemstabilität ist im TWh-Maßstab nur in geologischen Speichern möglich [3] (► *Abbildung 1*).

Die in Deutschland seit den 1960er Jahren gesammelten Erfahrungen zur Erdgasspeicherung können als wichtiger Grundstein für eine wirtschaftliche untertägige Wasserstoffspeicherung genutzt werden [4]. Gegenwärtig existieren in Deutschland 47 unterirdische Speicheranlagen für Erdgas, davon 16 Porenspeicher- und 31 Kavernenstandorte, deren Speicherkapazitäten von ca. 26,5 Mrd. m³ (ca. 240 TWh) Arbeitsgas als die höchsten im europaweiten Vergleich [5] und an vierter Stelle im weltweiten Maßstab [6] einzuordnen sind.

Kavernen in Salzgestein eignen sich ideal für die kurz- bis mittelfristige H₂-Speicherung, sind aber lokal begrenzt. Porenspeicher (Aquifere und ausgeförderte Erdgaslagerstätten) hingegen sind regional weiter verbreitet und haben um Größenordnungen größere Speicherkapazitäten als Salzkavernen.

Für die zu erwartenden Ausbauperspektiven sowie für die Planung und Auslegung der Wasserstoff-Infrastruktur werden alle verfügbaren Speicherpotenziale in räumlicher Anbindung zur Energie- und Grundstoffindustrie oder zum Mobilitätssektor benötigt. Die geographische Verteilung von Salzstrukturen und Sedimentbecken [7], die jeweils die Standorte für Kavernen- und Porenspeicher repräsentieren, ergeben eine gute, komplementäre Abdeckung des Speicherpotenzials auf nationalem Maßstab.

In einer Folge von Forschungsarbeiten in nationalen und europäischen Projekten [8] wurden die verschiedenen geologischen Speicher an Hand eines Kriterienkatalogs bereits ersten technisch-ökonomischen Analysen unterzogen. Dabei wird offensichtlich, dass je nach den geologischen und geographischen Besonderheiten, den Anbindungsmöglichkeiten an industrielle Ballungsgebiete und Transportnetze und auch einer möglichen Umwidmung bestehender Infrastrukturen sehr unterschiedliche Kosten-Nutzen-Abschätzungen zustande kommen [9].



GFZ

Dr. Cornelia Schmidt-Hattenberger
cornelia.schmidt-hattenberger
@gfz-potsdam.de



GFZ

Dr. Peter Pilz
peter.pilz@gfz-potsdam.de

Dr. Wolfgang Weinzierl
wolfgang.weinzierl
@gfz-potsdam.de

DLR

Nadine Jacobs
nadine.jacobs@dlr.de

Dr. Michael Kröner
michael.kroener@dlr.de

KIT

Prof. Dr. Andreas Class
andreas.class@kit.edu

Prof. Dr. Christoph Hilgers
christoph.hilgers@kit.edu

Prof. Dr. Frank Schilling
frank.schilling@kit.edu

UFZ

Dr. Carsten Vogt
carsten.vogt@ufz.de

Florian Zill
florian.zill@ufz.de

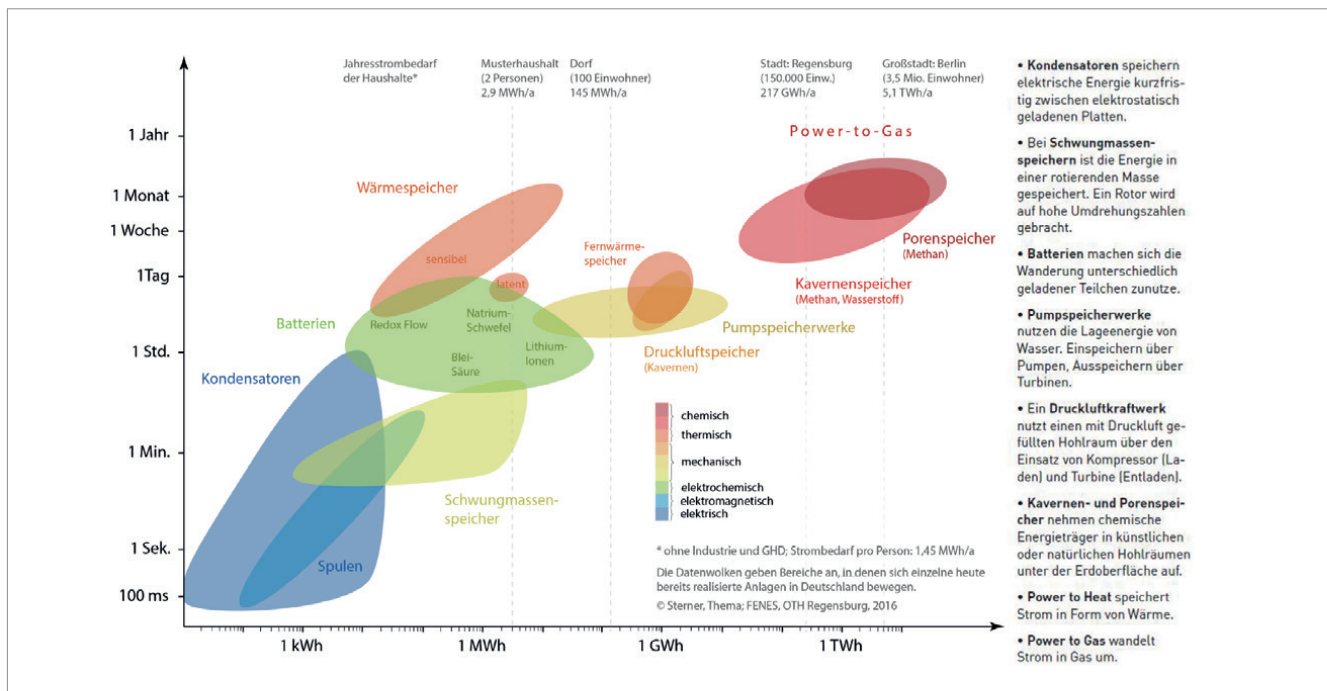


Abbildung 1
Speicherkapazität und Entladedauer für verschiedene Arten von Energiespeichern.

Die größten Speicherpotenziale (TWh-Bereich) sind in Kavernen- und Porenspeichern verfügbar (Modifiziert nach Sterner, 2017).

Vor- und Nachteile von Salzkavernen- und Porenspeicherung und ihre geographischen Verfügbarkeit in Deutschland

Salzkavernen werden wegen ihrer Flexibilität durch hohe Ein- und Ausspeicherraten bei hohen Drücken als favorisierte Lösung gesehen. Sie bieten einen hohen Anteil an Arbeitsgas (Gasanteil, der tatsächlich aus dem Speicher entnommen werden kann) und einen geringen Kissengasanteil (Gasanteil, der zur Aufrechterhaltung des Betriebsdrucks dauerhaft im Speicher bleibt). Kavernen zeigen kaum Mineralreaktionen und haben beim Wiederausfordern nur einen geringen Wassergehalt im Fördergas und sind damit weniger aufwändig bei der Gasaufbereitung. Darüber hinaus ist zu erwarten, dass mikrobielle Umsetzungen des H₂ in Salzkavernen aufgrund des hohen Salzgehalts stark eingeschränkt sind.

Deutliche Nachteile sind mögliche Subsidenzerscheinungen im Top der Kaverne, die bei falschem Ausbau oder Betrieb zu Grundbrüchen und Gasleckagen führen können. Die Einrichtung neuer Kavernen durch Aussolungsprozesse erfordert einen hohen Genehmigungs- und Zeitaufwand. Die Sole-Entsorgung (Einleitung in die Nordsee oder ehemalige Tagebaue) unterliegt starken Beschränkungen und erzeugt Zusatzkosten.

Der Untergrund Deutschlands hält ausreichende Volumina für umrüstbare und neu zu bauende Salzkavernen in Deutschland bereit. Die geographische Verfügbarkeit der Salzkavernen ist beschränkt, d.h. die südlichste Anlage der Republik ist in der Nähe

von Fulda lokalisiert, darüber hinaus gibt es keine größeren, für die Speicherung leicht nutzbaren Salzstrukturen.

Porenspeicher bilden mit ihrer geographischen Verfügbarkeit und den hohen Speichervolumina eine interessante komplementäre Speicheroption. Im Gegensatz zur bereits schon weiter ausgereiften Technologie der H₂-Speicherung in Salzkavernen befinden sich Porenspeicher für diese Anwendung allerdings noch im technologischen Entwicklungsstadium.

Nachteilig sind ausgeprägte mikrobiologische Umwandlungen und es sind auch mineralischen Reaktionen zu erwarten, die bei der Auslegung und im Betrieb beachtet werden müssen. Deshalb muss mit einem höheren Aufwand in der Nachbearbeitung und Reinigung des rückgeführten Wasserstoffs gerechnet werden. Wie jedoch die Speicherung von Stadtgas (mit H₂-Gehalten von 40–60 Vol.-%) zeigte, lassen sich bei geeigneten Rahmenbedingungen die Gasverluste in einem Porenspeicher minimieren, so dass ein wirtschaftlicher Speicherbetrieb möglich ist. Erste Forschungsaktivitäten fokussierten auf Erdgasspeicherung in ausgeförderten Feldern mit einem H₂-Anteil von maximal 10–20 Vol.-% [10]. Daraus ergibt sich dringender Forschungsbedarf, z. B. zu Reaktionen und Wechselwirkungen mit den Speicher- und Deckgesteinen, zur Dichtigkeit von H₂-Speichern in Bezug auf Diffusionsverluste oder zu mikrobiologisch gesteuerten Gasumwandlungsprozessen.

Verbundprojekte mit Helmholtz-Beteiligung zur geologischen Speicherung von Wasserstoff

- **H2-UGS**

Prinzipielle Anforderungen an Salzkavernen zur Wasserstoffspeicherung werden von einem Projektkonsortium im BMBF-Verbundprojekt H₂-UGS untersucht. Besondere Schwerpunkte des Forschungsvorhabens liegen auf der Prüfung der Degradationssicherheit von Stahlwerkstoffen für den Einsatz unter Wasserstoff, auf Sicherheitsfragen der Geomechanik sowie Fragen zu mikrobiologisch gesteuerten Reaktionen. Mit numerischen Simulationen (FEM/DEM) werden Dichtheits- und Stabilitätsnachweise erbracht. Ziel ist die Entwicklung einer Methodologie für die technischen und genehmigungsrechtlichen Fragestellungen zur Speicherintegrität, d. h. die Erstellung eines Leitfadens für Genehmigungsbehörden und potenzielle Investoren.

- **HyCavMobil**

Das BMVI-Projekt HyCavMobil beschäftigt sich mit der Rolle von Kavernen für den Mobilitätssektor, in dem eine hohe Gasreinheit für die Anwendung von Wasserstoff in Brennstoffzellen erforderlich ist. Hierfür werden die Kavernenbedingungen in Testreaktoren simuliert und dabei auch die Eignung und Alterung bzw. Veränderung von Materialien im Zusammenhang mit der H₂-Reinheit für Kraftstoffanwendungen geprüft (► *Abbildung 2*). Eine Vielzahl physikalischer Untersuchungen, wie z. B. beschleunigte Alterung durch Temperaturzyklierung, Änderung in Kristallinität und Kristallstruktur, Rissbildung, optische und mechanische Änderungen etc. werden an Stahl, Dichtungen und Zement unter Kavernenbedingungen betrachtet. Mit Hilfe von Spurengasanalytik lassen sich Kontaminationen und chemische Reaktionen detektieren. Ein weiteres Projektziel ist die Systemintegration, d. h. die Feststellung geeigneter Standorte für die Netzintegration von Kavernen- und H₂-Erzeu-

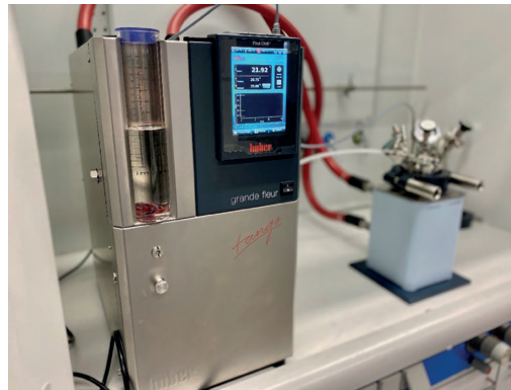


Abbildung 2
Simulation von Kavernenbedingungen in Testreaktoren
zur Validierung der Materialeignung für die Gewährleistung der H₂-Reinheit
(Quelle: DLR)

gungsanlagen, sowie die Kombination von Gas- und Stromnetz zur großskaligen Wasserstoffherstellung und Verteilung.

- **H2_ReacT-2**

Das BMBF-Verbundprojekt H₂_ReacT-2 untersucht in Fortsetzung des Vorgängerprojektes H₂_ReacT reaktive Transportprozesse von Wasserstoff im geologischen Untergrund und widmet sich grundlegenden petrophysikalischen, geochemischen und biogeochemischen Fragen der geologischen Wasserstoffspeicherung. Bisher sind Prognosen zum Langzeitverhalten und zur Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff-Porenspeichern nur eingeschränkt möglich, da u. a. verlässliche Daten zur Geschwindigkeit relevanter Redoxreaktionen oder zur Wasserstoffdurchlässigkeit von Deckschichten fehlen.

Forschungsschwerpunkte dieses Projekts sind

1. die Quantifizierung reaktionskinetischer Parameter chemischer und mikrobieller Redoxreaktionen,
2. die Bestimmung der spezifischen Adsorption von gasförmigem und gelöstem H₂ an Mineraloberflächen,
3. die Bestimmung der Durchströmungs- bzw. Diffusionseigenschaften von Speicher- und Deckgesteinen in Bezug auf H₂ (► *Abbildung 3*) und
4. die Bestimmung der H₂-Löslichkeiten in Salz-Fluid-Systemen unter Reservoirbedingungen.

Abbildung 3
Apparatur zur Bestimmung der molekularen H₂-Diffusion
mit innenliegendem, nichtverbrauchendem H₂-Sensor (links) und dessen Funktionsschema (rechts)
(Quelle: GFZ)

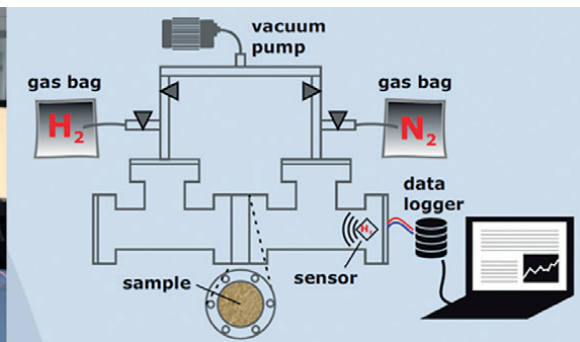
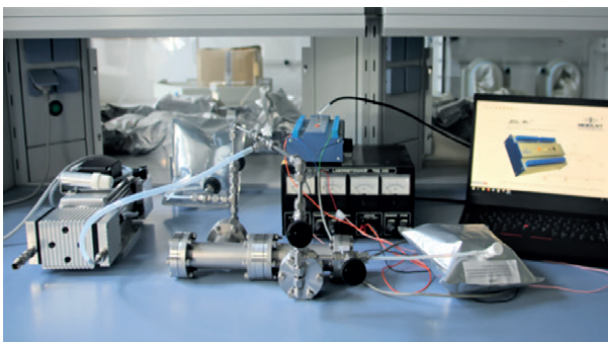
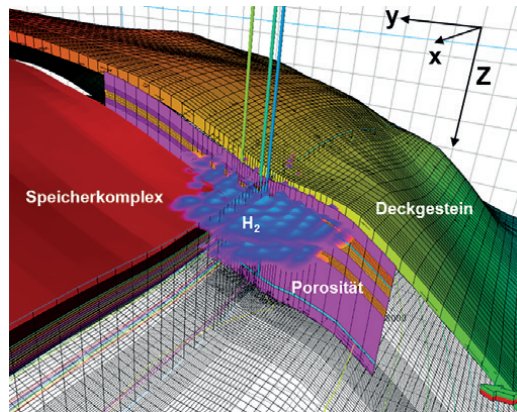


Abbildung 4
Numerische Simulation eines zyklischen H₂-Betriebs im Porenspeicher (saliner Aquifer)
(Quelle: GFZ)

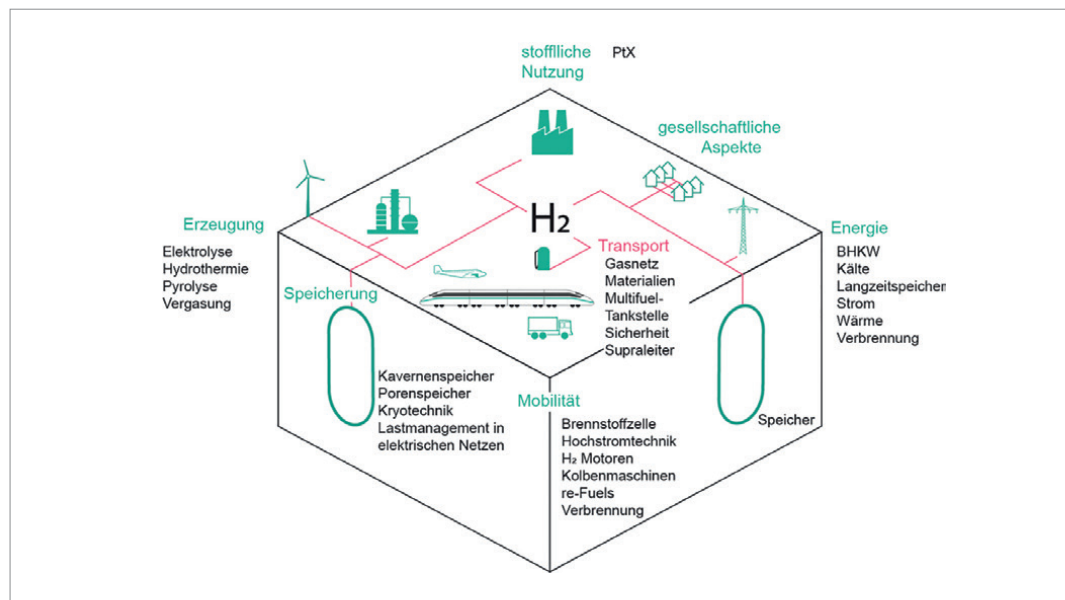


- **H₂VL**
Ein erster konzeptioneller Ansatz zur Speicherschließung soll im Rahmen des BMVI-Vorhabens H₂VL im Landkreis Havelland (Brandenburg) vorbereitet werden (► *Abbildung 4*). Dazu gehören:
 1. eine detaillierte geologische Erkundung, um die Eignung als Speicher zu belegen,
 2. Untersuchungen abiotischer und biotischer Reaktionen zwischen Reservoir- und Deckgestein und Porenfluiden,
 3. die Entwicklung und Anwendung geeigneter Methoden zur Überwachung physikalischer, chemischer und mikrobiologischer Prozesse im Speicher,
 4. die Abschätzung wirtschaftlich sinnvoller Injektions- und Rückförderraten im Speicherbetrieb und
 5. die Änderung von Kissengasanteil und Gaszusammensetzung im Verlauf weiterer Speicherzyklen.

- **SUBI und SAMUH₂**

Der Funktionalität, Integrität und dem Monitoring von Speichern unter zyklischer Belastung widmete sich bereits das BMBF Projekt SUBI (Sicherheit von unterirdischen Gasspeichern bei zyklischer Belastung: Funktionsfähigkeit, Integrität und Überwachung von Speicherstätten und Bohrungen). Das Projekt konzentrierte sich vor allem auf verbesserte Erschließungs- und Nutzungskonzepte von Kavernen- und Porenspeichern, um z. B. Veränderungen an der Oberfläche (z. B. fortwährende Subsidenz) und andere umweltrelevante Gefährdungen zu minimieren, als auch jährliche Speicherverluste zu vermeiden. Es wurde herausgearbeitet, dass ein Umrüsten von existierenden Speichern prinzipiell geht, jedoch kann der Aufwand individuell sehr groß und das Vorhaben damit auch unrentabel sein. In Untersuchungen haben sich Speichergesteine von Porenspeichern als langfristig stabil erwiesen, auch bei höherfrequenten Wechselbelastungen. Die Arbeiten zur Speicherschließung sollen durch das BMWK-Vorhaben SAMUH₂ fortgesetzt werden. Der Fokus dieses Projektes liegt in der Entwicklung von Strategien zur verbesserten Nutzung bestehender Kavernen- und Porenspeicher und der Auslegung moderner Speicher auf der Basis von systematischen Untersuchungen und einer holistischen Betrachtung des gesamten Lebenszyklus von Untertage-Gasspeichern (► *Abbildung 5*).

Abbildung 5
Sektorübergreifendes Erschließungskonzept für die langfristige, effiziente und sichere Nutzung von Untertage-Gasspeichern (UGS)
(Quelle: KIT)



Aus den aktuellen Forschungsarbeiten lässt sich feststellen, dass alle großskaligen Speicheroptionen regionale Wertschöpfungseffekte liefern können, wovon sowohl die Wirtschaft profitiert (wie z. B. Energieproduzenten, Netzbetreiber, Untertage- und Explorationsunternehmen) als auch die Kommunen und die regionale Bevölkerung. Allerdings sollte die Bevölkerung rechtzeitig in den Planungsprozess mit eingebunden werden, um von Beginn an ihre Akzeptanz für derartige großtechnische Projekte zu gewinnen.

Zum Gelingen der Energiewende und für die Erreichung der klimapolitischen Ziele bedarf es des zügigen Ausbaus einer Wasserstoff-Infrastruktur mit geologischen Speichern, um die bedarfsgerechte Integration von Wasserstoff als Energieträger, Grundstoff und Speichermedium vorzubereiten. Die multi-disziplinäre Zusammenarbeit verschiedener Forschungszentren kann dazu beitragen, Wissenslücken auf allen Fachgebieten (z. B. geologische Charakterisierung, Untergrundtechnologie und operativer Betrieb, Materialforschung, numerische Simulation zur Gasmigration im Speicher, technisch-ökonomische Analysen zur Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Speicheroptionen) zu schließen, die Vorlaufzeit zur Vorbereitung von Speicherdemonstratoren zu nutzen und durch Erstellung von Best-Practice-Handreichungen auch die regulativen Voraussetzungen für den Markthochlauf der Wasserstofftechnologien zu schaffen.

Bedingt durch den sehr guten Technologievorlauf aus dem konventionellen Gasspeichermarkt können deutsche Unternehmen hier ihre Wettbewerbsfähigkeit stärken und ausbauen, indem sie zusammen mit der Forschung innovative Wasserstofftechnologien weiter entwickeln.

Literatur

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Die Nationale Wasserstoffstrategie, 2020 <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html>
- [2] Prognos 2020, Klimaneutrales Deutschland, https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_195_KNDE_WEB.pdf
- [3] The Future of Hydrogen – IEA International Energy Agency, 2019
- [4] M. Warnecke und S. Röhling, Z. Dt. Ges. Geowiss. (J. Appl. Reg. Geol.) Open Access Article, 2021
- [5] LBEG – Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie. Erdöl, Erdgas, Kohle, 11, 2020, 20–25 <https://doi.org/10.19225/201101>
- [6] Cedigaz, 2020, <https://www.cedigaz.org/underground-gas-storage-in-the-world-2020-status/>
- [7] BGR Hannover (2014). Der tiefere geologische Untergrund von Deutschland - Kurzübersicht über Verteilung und Dichte geowissenschaftlicher Daten und Informationen. https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Endlagerung/Downloads/Karten/Der_tiefere_geologische_Untergrund_Dtl_auch_K_MAT_11.pdf%3F__blob%3DpublicationFile%26v%3D4
- [8] Fördervorhaben H2STORE (EU), H2_React (BMBF), HyINTEGER (BMWK) u. a.
- [9] HyUnder, 2013, http://hyunder.eu/wp-content/uploads/2016/01/D3.3_Benchmarking-of-selected-storage-options.pdf
- [10] RAG Österreich. <https://www.rag-austria.at/forschung-innovation/underground-sun-storage-2030.html>

Sicherheit im Umgang mit Wasserstoff



KIT
Prof. Dr. Thomas Jordan
thomas.jordan@kit.edu

FZ Jülich
Dr. Ernst-Arndt Reinecke
e.-a.reinecke@fz-juelich.de

Einleitung

Sicherheit spielt bei der Einführung neuer Technologien eine besondere Rolle und ist notwendige Voraussetzung für gesellschaftliche Akzeptanz. Versteht man Sicherheit als Freiheit von nicht akzeptierten Risiken, spaltet sich die Aufgabe der Gewährleistung eines ausreichenden Maßes an Sicherheit in einen technischen und einen gesellschaftlichen Teil. Zunächst müssen die technischen Risiken als Produkt von potenziellem Schaden und Eintrittswahrscheinlichkeit aller möglichen Unfallszenarien bestimmt werden. Dann stellt sich die etwas schwierigere Frage, ob diese Risiken akzeptabel sind. Von der Gesellschaft selbst hängt es hier ab, inwieweit Grenzen für die Akzeptanz formal, d. h. rechtlich niedergelegt sind, und ob auch individuelle Wahrnehmung Entscheidungen mit gesellschaftlicher Tragweite beeinflussen dürfen.

Geschichtlich gibt es einige Beispiele, bei denen spektakuläre Unfälle das Ende der akzeptierten Nutzung der mit ihnen verbundenen Technologie einläuteten. Der Unfall mit dem Luftschiff Hindenburg und der kerntechnische Unfall in Fukushima sind solche Ereignisse, die im Zusammenhang mit Wasserstoff stehen. Die Eintrittswahrscheinlichkeiten solcher Unfälle können insbesondere für neue Technologien und der nicht vorhandenen relevanten statistischen Basis nur grob geschätzt werden. Zudem sind probabilistische Konzepte in der öffentlichen Kommunikation aufgrund ihrer Fehlinterpretierbarkeit nicht immer hilfreich. Die vorliegende Abhandlung beschränkt sich daher auf die sicherheitsrelevanten Eigenschaften von Wasserstoff und die technischen Gefährdungspotenziale von Wasserstoff als Energieträger.

Die umfangreichen Erfahrungen, welche die chemische und kerntechnische Industrie, die Industriegase-Unternehmen und die Raumfahrt hinsichtlich sicheren Umgangs mit Wasserstoff oder auch mit Erdgas gemacht haben, stellen eine wichtige Grundlage auch für die Einführung von Wasserstoff als Energieträger dar. So lassen sich viele Grundsätze des gesetzlich geregelten Explosionsschutzes, die sogenannte ATEX, auch recht gut auf Wasserstoff übertragen. Viele der neuen innovativen Anwendungen von

Wasserstoff implizieren jedoch außergewöhnliche Zustände für Wasserstoff, z. B. Drücke bis zu 100 MPa für die Mobilität oder Temperaturen von -250 °C für den großskaligen Transport von Flüssigwasserstoff, der auch in Schiffsantrieben, in LKWs oder in Flugzeugen eingesetzt werden soll. Dies stellt Materialien und Technologien vor neue Herausforderungen. Dazu kommt, dass diese Technologien in den avisierten, eher dezentralen Anwendungen von nicht speziell ausgebildeten Endkunden in einer wenig kontrollierten Umgebung und nicht in einem industriellen Umfeld bedient werden sollen. All dies erfordert ein noch breiteres Verständnis des unfallbedingten Verhaltens von Wasserstoff, das Schließen entsprechender Wissenslücken und die Entwicklung oder Anpassung von Sicherheitsnormen.

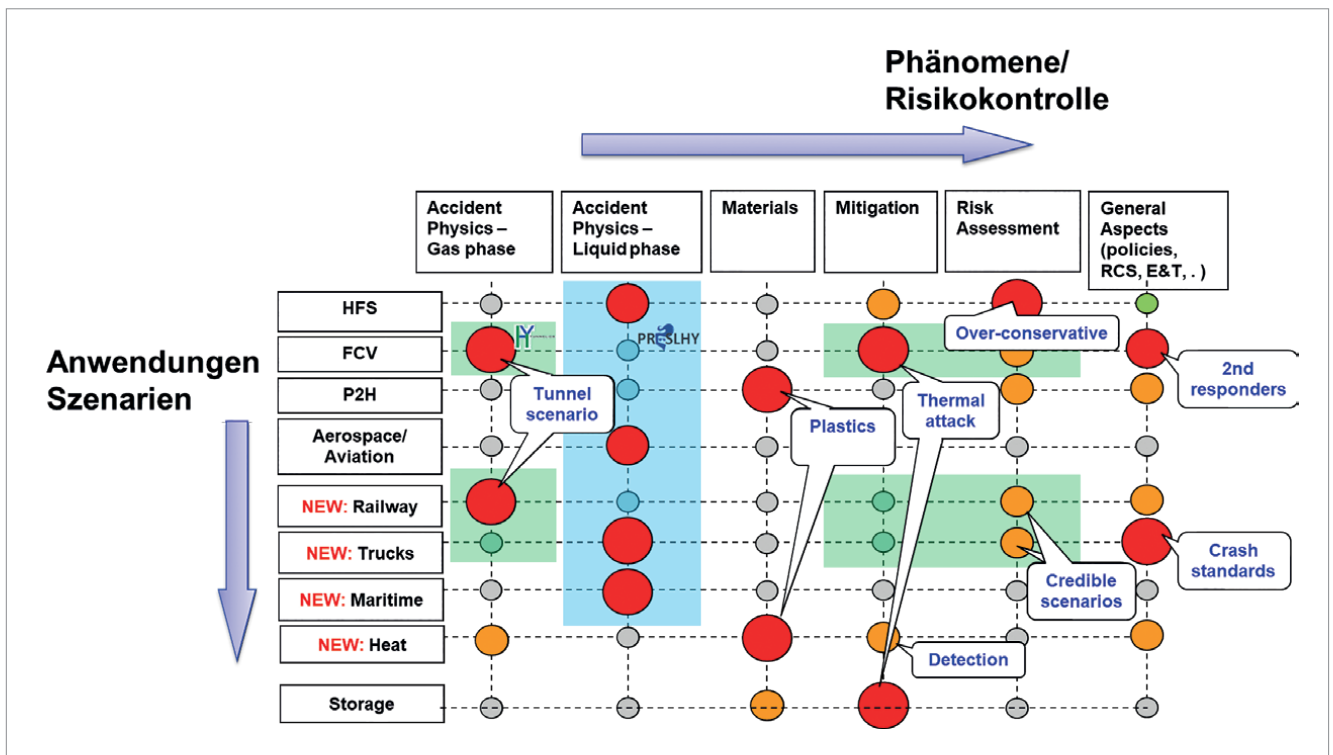
Im Weiteren wird die notwendige Weiterentwicklung des Stands der Technik erläutert.

Koordinierte Entwicklung des Stands der Technik

Die international koordinierte Einführung von Wasserstoff als Energieträger braucht zwingend international harmonisierte Normen. Eine ungleiche Bewertung von Sicherheit steht dieser Harmonisierung im Wege und fördert kaum Vertrauen in die neuen Technologien.

Die Internationale Gesellschaft für Wasserstoffsicherheit HySafe (www.hysafe.info), welche aus dem EU-geförderten Exzellenznetzwerk HySafe hervorging, entwickelt die wissenschaftliche Basis für leistungsorientierte Normen stetig weiter. Dazu werden in einem iterativen Prozess mit einer 2-jährigen Periodizität:

1. der aktuelle Wissenstand und die relevanten Wissenslücken in einem Research Priorities Workshop (RPW) erfasst (geradzahlige Jahre),
2. der Fortschritt hinsichtlich Wasserstoffsicherheit in der International Conference on Hydrogen Safety (ICHS) kommuniziert und diskutiert (ungeradzahlige Jahre) und
3. die Erkenntnisse aus diesem Prozess im Biennial Report bzw. in „Hydrogen Safety for Energy Applications“ [1] zusammengefasst.



Zum RPW werden Teilnehmer aus Forschung, Industrie, Normen entwickelnden Organisationen (Standards Developing Organizations, SDOs) und dem öffentlichen Bereich (z. B. Joint Research Centre der EU (JRC), US DoE) eingeladen. Ca. 40–50 Experten priorisieren dann Themen zur Wasserstoffsicherheitsforschung entlang zweier Koordinaten: (1) Wissensstand hinsichtlich sicherheitsrelevanter Phänomene und (2) Relevanz etwaiger Wissenslücken für aktuelle Anwendungen bzw. Szenarien (► *Abbildung 1*).

Die Ergebnisse der Priorisierung werden in entsprechenden Berichten veröffentlicht. Im Folgenden werden die Ergebnisse der letzten beiden RPWs zusammengefasst, die im Jahr 2018 in Buxton, Großbritannien [2] und im Jahr 2020 online (<https://hysafe.info/activities/research-priorities-workshops>) durchgeführt wurden. Zudem sind Ergebnisse der Konferenz ICHS2021 (www.ichs2021.com) mit eingearbeitet.

► *Abbildung 1* stellt schon vorab die Priorisierung der Themen mit einem „Ampel-Code“ zusammenfassend dar. Rote gefüllte Kreise bedeuten hohe, orangene mittlere, und grau keine Priorität. Grün gefüllte Kreise kennzeichnen ausreichend bearbeitete Sicherheitsthemen und die farbig hinterlegten Felder zeigen an, dass gegenwärtig hierzu in europäisch geförderten Projekten gearbeitet wird.

Sicherheitsrelevante Phänomene

In Bezug auf die gasförmige Phase wird der vorgemischten Verbrennung höchste Priorität für weitere Untersuchungen eingeräumt. Die Modellierung der Flammenbeschleunigung und des Übergangs von einer Deflagration zu einer Detonation (DDT) sowie der damit verbundenen Druckeffekte für großmaßstäbliche Anwendungen mit Hindernissen und räumlichem Einschluss erfordern weitere Forschungsarbeiten. Hierbei sind auch die Wechselwirkungen mit verschiedenen Sicherheitseinrichtungen – insbesondere Belüftung, Wassersprays, Explosionsentlastungskappen – zu berücksichtigen. Spontane Zündprozesse in realistischen Geometrien müssen besser verstanden werden und statistische Modelle zur Integration in Risikoanalyse-Tools entwickelt werden.

Sehr gut verstanden sind hingegen mittlerweile die thermischen Effekte freier Jetflammen, die bei Freisetzungen unter hohem Druck entstehen können, und die sogenannte Shock Diffusion Ignition in idealisierter Rohr-ähnlicher Geometrie. Hierzu wurden in den vergangenen Jahren wesentliche Beiträge erarbeitet und publiziert.

Zum sicheren Umgang mit kryogenem Wasserstoff hat das EU-Projekt PRESLHY (www.preslhy.eu) in den Jahren 2018 bis 2021 einige wesentliche Erkenntnisse geliefert. Das Freisetzungsverhalten großer Inventare aus Reservoirs mit niedrigem Druck (Flüs-

Abbildung 1
Strukturierung der Forschung zur Wasserstoffsicherheit.
Die Kreise zeigen die Priorisierung der Themen:
rot = hohe Priorität
orange = mittlere Priorität
grün: gelöst
grau = nicht relevant
Die farbigen Felder markieren aktuelle Projekte.

Abbildung 2
Projekt PRESLHY:
 KIT E4.4 Pool-
 Experiment mit
 Zündung über Kiesbett



sigwasserstoff, LH_2) und kleinerer Inventare bei höheren Speicherdrücken (kryo-verdichteter Wasserstoff, CCH_2) wurden sorgfältig analysiert. Die Bildung und das Verhalten kleinerer LH_2 -Pools auf verschiedenen Untergründen und verschiedenen äußeren Bedingungen, insbesondere Wind, wurden analysiert. Das Verdampfen aus dem Pool wie auch das Abbrennen der über dem Pool gebildeten Gas-mischungen waren Gegenstand der Untersuchungen. Beim wiederholten Einbringen von LH_2 auf ein Kiesbett und anschließender Zündung kam es zu einer heftigen Explosion, welche vermutlich durch kondensierte Luft mit verursacht wurde (► *Abbildung 2*).

Zusätzlich wurde die Wechselwirkung von LH_2 mit Wasser – als flüssiger Unterlage unter dem LH_2 -Pool oder als Spray auf dem Pool – untersucht. Flammbeschleunigung und Detonationsumschlag wurden bei Temperaturen bis -190°C untersucht. Niedrigere Temperaturen sind bei Vermischung von 20K kaltem Wasserstoff und umgebungswarmer Luft irrelevant, da solche Gemische nicht brennbar sind.

Bei den weiterhin offenen Fragen für kryogenen oder flüssigen Wasserstoff stehen unfallbedingte Verbrennungsphänomene an erster Stelle. Dies betrifft insbesondere Reaktionen von LH_2 mit eingefrorenem Sauerstoff und die transienten Verbrennungsphänomene in kalten, größeren, inhomogen vorgemischten Systemen mit (Teil-)Einschluss und Verbauung. Bezüglich der Sicherheitseinrichtungen fehlt es an Empfehlungen für Auswahl, Auslegung, Positionierung und Betrieb von an die tiefen Temperaturen angepassten Sensoren, Ventilation, etc. Die Kompatibilität insbesondere nicht-metallischer Materialien sowie die Auslegung von Strukturelementen gegen extreme thermische Spannungen bzw. thermischen Schock verdienen ebenfalls zusätzliche Aufmerksamkeit.

Sicherheitsaspekte relevanter Anwendungen

Elektrolyse

Elektrolyse ist allgemein als der zentrale Prozess zur Produktion von grünem Wasserstoff aus grünem Strom anerkannt. Der notwendige Zuwachs an installierter Leistung impliziert dabei nicht nur eine erhöhte Anzahl von Elektrolyseeinheiten – teilweise in nicht-industrielle Umgebungen – sondern auch neue Größenklassen von Stacks und Modulen. Zusätzlich werden neue Elektrolyseurtechnologien entwickelt, die bei hoher Temperatur und/oder hohem Druck betrieben werden sollen. Daher ist hier die sorgfältige Bewertung von sicherheitstechnischen Fragestellungen von großer Bedeutung.

Historisch gesehen ist die alkalische Elektrolyse zumindest zur Herstellung von Chlor eine weit etablierte und reife Technologie – relativ wenige Unfälle sind bekannt. Unfalldatenbanken wie HIAD2.0, bei denen vor allem Störungen oder Unfälle der Chlorelektrolyse mit Wasserstoff als Nebenprodukt registriert sind, belegen dies. Einerseits ist das im Elektrolyseur selbst vorhandene Inventar an Brenngasen und damit das Gefährdungspotenzial relativ gering. Andererseits sind die Brenngase und Sauerstoff immer in unmittelbare Nachbarschaft und in stöchiometrischen Verhältnissen vorhanden, und werden von relativ starken elektromagnetischen Feldern begleitet. Es empfiehlt sich daher, die breite Erfahrung auf dem Gebiet der Chloralkali-Elektrolyse zu nutzen, die über den Verband Euro Chlor (www.eurochlor.org) verfügbar gemacht wird.

Bei den meisten bekannten Unfällen kommt es in einem zweistufigen Prozess zunächst zu einer lokalen Perforation der Trennmembran, gefolgt von der

katalytisch unterstützten Rekombination des in den Elektrolysekammern gespeicherten Wasserstoffs mit Sauerstoff. Dieser Mechanismus wird als Ursache des bisher größten Unfalls in Ilford, Großbritannien, im Jahr 1975 angesehen [3]. Bei dem jüngsten Unfall mit einem alkalischen Elektrolyseur in Gangneung, Südkorea, im Jahr 2019 wurde der über den sogenannten Cross-Over in den Wasserstoff-Produktstrom übertragene Sauerstoff nicht entfernt. Dazu sind üblicherweise Deoxo-Katalysatoren vorgesehen, die an dieser Anlage nicht installiert waren. Das Wasserstoff-Sauerstoff-Gemisch erreichte – vermutlich aufgrund des nicht richtig abgesicherten Betriebs im Teillastbereich – die Zündgrenze und zündete spontan im Speicherbehälter. Todesfälle und immense Sach- und Gebäudeschäden waren die Folge.

Anhand der Ergebnisse eines speziellen Workshops des European Hydrogen Safety Panel (EHSP) zur Sicherheit der Elektrolyse (www.fch.europa.eu/news/results-fch-ju-workshop-safety-electrolysis) können folgende weitere Forschungsprioritäten abgeleitet werden:

- Das Teillastverhalten von Elektrolyseuren muss hinsichtlich der Auswirkungen auf den Cross-Over untersucht werden. Davon abhängig müssen die Wirksamkeit der Phasentrennung und der Reinigungsstufen untersucht werden.
- Insgesamt müssen sichere Strategien für das Sauerstoff-Management entwickelt werden.
- Hinsichtlich der Materialien müssen die Degradation von Trennmembran und Dichtungen sowie die Stabilität der Strukturmaterialien insbesondere für die Hochtemperaturelektrolyse (HTEL) untersucht werden.

Die Erkenntnisse müssen dann auch in entsprechende Normen (z.B. ISO 22734) und Regulatorik übersetzt werden, wo bis jetzt HTEL oder reversible Technologien nicht berücksichtigt werden und harmonisierte nationale Interpretationen der ATEX-Regulierung (z.B. hinsichtlich der Methodik zum Sicherheitsnachweis oder der anzunehmenden Worst-case-Szenarien) fehlen.

Mobilität / Straßen- und Schienentransport

In diesem Anwendungsbereich hat sich der Fokus von PKW- zu Bus- und LKW-Anwendungen einschließlich dazugehöriger Betankungsinfrastruktur verschoben. Dennoch gibt es im PKW-Bereich offene sicherheitsrelevante Fragestellungen. So führen zum Beispiel innerhalb Europas national stark unterschiedliche sicherheitstechnische Bewertungen bezüglich des Zugangs von Wasserstoff-betriebenen Fahrzeugen zu öffentlichen Parkhäusern zu einer erheblichen Verunsicherung.

Die wissenschaftliche Grundlage für eine Harmonisierung wird mit den Erkenntnissen aus dem EU-Projekt HyTunnel-CS (www.hytunnel.net) wesentlich verbessert. In dem Projekt werden Tunnel-Szenarien und potenzielle Unfallfolgen mit Wasserstoff untersucht, um die Wirksamkeit von konventionellen Brandschutzeinrichtungen (Ventilation, Wasserspray, Löschschäume, etc.) und die Einsatztaktiken von Feuerwehren bei Unfällen mit Wasserstoff-betriebenen Fahrzeugen zu bewerten. Die aus der pränormativen Forschung abgeleiteten Empfehlungen können schließlich als Anhang der Europäischen Tunnelsicherheitsrichtlinie 2004/54/EG in gesetzliche Regelung Eingang finden, sind aber auch auf andere umschlossene räumliche Situationen wie Tiefgaragen übertragbar.



Abbildung 3
**Unfall an einer
Wasserstofftankstelle
bei Sandvika,
Norwegen, 2019**
(Quelle nrk.no)

Insbesondere bei LKW müssen die Sicherheitsaspekte der noch zu entwickelnden Betankungsprotokolle für recht große Inventare und hohe Transferraten analysiert werden. Die Anwendbarkeit von Crash-Normen, soweit für die LKW-Welt einheitlich verfügbar, sollte auch für Wasserstoff-Tanksysteme überprüft werden. Für die Sicherheitsbewertung von Straßenfahrzeugen allgemein müssen Richtlinien zur Szenarien-Auswahl entwickelt werden. Die bisher dazu eingesetzten Verfahren (z.B. ISO 26262) haben den erweiterten Wirkradius der Gefährdungen ausgehend von Hochdruckspeichern oder größeren, kryogenen Inventaren bisher nur bedingt berücksichtigt. Ein anderer Aspekt hinsichtlich der Methodik ist, inwieweit in Ermangelung einer robusten Datenbasis probabilistische Verfahren verwendet werden können.

Die Absicherung der Tanksysteme gegen Brandlasten und sichere Strategien für First- und Second-Respon- ders müssen weiterentwickelt werden. Ein schlüssiges Konzept für die wiederholte Prüfung der Druckbehälter zur frühzeitigen Detektion von Vorschädigung aufgrund fehlerhafter Betankungen, thermischer Exkursionen oder äußerer Belastungen fehlt. Sicherheit sollte als fester Bestandteil des Designs demonstriert werden, um Vorbehalten insbesondere gegenüber Hochdrucktanks an Bord der Fahrzeuge zu begegnen.

Bei der Betankungsinfrastruktur müssen Überkonservativitäten im Sinne einer Kostenreduktion (ALARP Prinzip) und einer positiveren Risiko-Wahrnehmung reduziert werden. Ein integrales Sicherheitskonzept für Tankstellen, bei dem zum Beispiel alle Messsignale sinnvoll kombiniert zur Beurteilung des sicheren Zustands der Tankstelle genutzt werden, kann ebenfalls dazu beitragen, bei gleichbleibendem oder besserem Sicherheitsniveau die spezifischen Kosten für Sicherheit zu reduzieren. Der Unfall an der Wasserstoff-Tankstelle bei Sandvika in der Nähe von Oslo, Norwegen, im Jahr 2019 (► *Abbildung 3*) hätte bei richtiger Interpretation der aufgezeichneten Druckverläufe in den Hochdruckspeicherbänken in Kombination mit den Betankungsdaten und der Umgebungstemperatur unter Umständen verhindert werden können.

Weitere Prioritäten werden im Verhindern von Kaskaden- oder Dominoeffekten insbesondere beim Design und Betrieb von Tankstellen mit beschränktem Platzangebot gesehen. Die Wirkung von Schutzwänden beim Beaufschlagen mit Wasserstoff-Jetflammen oder entsprechenden Explosionslasten ist in den Normen nicht berücksichtigt. Ebenfalls müssen insbesondere bei LH₂-basierten Tankstellen mit regelmäßiger Belieferung Abblaseleitungen auch für

kryogene Freisetzungen sicher ausgelegt werden. In Bezug auf das Design von Tankkupplungen sowie angesichts heftiger akustischer Emissionen bei der Druckentlastung von Füllschläuchen oder anderen Hochdruckkomponenten besteht der Bedarf einer Erhöhung der Nutzerfreundlichkeit.

Die Forschungsprioritäten für Bahnanwendungen lassen sich mehr oder weniger aus denen für den Schwerlast-Straßentransport ableiten. Als zusätzliche Gefährdung muss jedoch die nahezu durchgängige Gegenwart von elektrischer Hochspannung berücksichtigt werden.

Maritime Anwendungen und Luftfahrt

Der Einsatz von Wasserstoff in der Schiff- und Luftfahrt stellt aufgrund der anspruchsvollen Umgebungsbedingungen und des geringen Raumangebots besondere Herausforderungen für ein sicheres Design und für den sicheren Betrieb dar. Zudem gibt es für beide Anwendungsbereiche spezielle normative bzw. regulative Umgebungen, welche die besonderen Sicherheitsanforderungen an Hersteller und Betreiber vermitteln. Der hohe Energiebedarf und die zumindest für die Luftfahrt notwendige Gewichtsminderung lassen in beiden Anwendungsfeldern Flüssigwasserstoff als bevorzugte Speichervariante erscheinen. Dies impliziert, dass die zuvor aufgeführten Prioritäten für LH₂ auch für diese Anwendungen relevant sind. So ist in beiden Anwendungsfeldern die Auslegung von geeigneten Sicherheitsventilen und die Ventilierungsstrategie von Boil-off-Inventaren von sicherheitstechnischer Bedeutung. Dabei sollten zusätzlich Brandlasten und der Verlust der thermischen Isolierung berücksichtigt werden.

Insbesondere für maritime Anwendungen müssen tolerierbare Drucklasten auf Personen und Strukturen – unter Umständen deutlich oberhalb der für andere Anwendungen zulässigen Werte – festgelegt werden. Zudem müssen größere Freisetzungsraten in umschlossenen Räumen sicherheitstechnisch bewertet und gegebenenfalls geeignete Gegenmaßnahmen entwickelt werden. Die räumliche Situation verlangt nach einer entsprechenden Reduktion von Überkonservativitäten.

Bei den Luftfahrtanwendungen spielt insbesondere die Machbarkeit und Sicherheit leichter, nicht-metallischer Werkstoffe für Tanksysteme eine große Rolle. Sichere, schnelle Füll- sowie Abblaseprozeduren, letztere auch unter Flugbedingungen, müssen entwickelt und sicherheitstechnisch bewertet werden.

Anwendung im Wärmesektor

Hinter der Anwendung von Wasserstoff als Brenngas stehen die Zumischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz und der Transport und das Verteilen von reinem Wasserstoff in dedizierten Leitungen. Diese Anwendungen finden zunehmend industrielles Interesse, da sie nahezu unmittelbar auf vorhandene Erdgas-Infrastrukturen aufsetzen können.

Von höchster Priorität wird hier die Entwicklung von Prüfstrategien und Sensoren zum frühen Feststellen von Leckagen in Gebäuden und unterirdischen Leitungen gesehen. Hierbei steht nach wie vor die Frage bezüglich Odorierung (Hinzufügen von Riechstoffen) und der Kompatibilität mit Niedertemperatur-Brennstoffzellen im Raum, während die vorrangig für stationäre Anwendungen eingesetzten Hochtemperaturbrennstoffzellen tolerant gegenüber den gegenwärtig für Erdgas genutzten Odorierungsmitteln sind. Bei einem Verzicht auf Odorierung fehlt ein wesentliches Element des gegenwärtigen Schutzkonzepts. Alternative Verfahren zur Visualisierung von Leckagen, wie sie gegenwärtig bei Pipelines genutzt werden, sollten ebenfalls hinsichtlich ihrer Anwendbarkeit für Wasserstoff-Pipelines untersucht werden. Für die Zumischung von Wasserstoff in Erdgas fehlen konsistente Einmischungsstrategien, die hohe Gradienten in den Gasmischungsqualitäten an den Entnahmepunkten reduzieren können, die ein potenzielles Sicherheitsrisiko darstellen können.

Bezüglich des Materials stellt sich insbesondere die Frage der Kompatibilität von Kunststoffen, wie sie vermehrt im Verteilnetz zum Einsatz kommen. Geeignete, harmonisierte Testprotokolle zur Bestimmung von Versprödung, Ermüdung, Langzeiteffekten etc. fehlen. Gleiches gilt für Zertifizierungsstandards für Komponenten wie Ventile, Verdichter, Messkomponenten etc.

Obwohl es erste Untersuchungen zu auftretenden Verunreinigungen insbesondere beim Umrüsten von Leitungen auf Wasserstoff gibt, müssen hier noch die Auswirkungen auf die an das Netz angeschlossenen Anwendungen, z. B. Brenner untersucht und ggf. europäisch harmonisierte Empfehlungen abgeleitet werden.

Zusammenfassung

Trotz umfangreicher und jahrzehntelanger Erfahrung im industriellen Umgang mit Wasserstoff stellen neue innovative Anwendungen von Wasserstoff in nicht-industrieller Umgebung und bei nicht speziell ausgebildeten Endkunden besondere Anforderungen an die Wasserstoffsicherheit. Aufgrund weltweiter Trends zur sektorübergreifenden Einführung von Wasserstoffanwendungen sind einheitliche Sicherheitsbewertungen und international harmonisierte Normen und Regelwerke zwingend erforderlich. Die von der Internationalen Gesellschaft für Wasserstoffsicherheit HySafe koordinierte Entwicklung des Stands der Technik liefert hierzu seit vielen Jahren bedeutende Beiträge.

Über Anwendungen und Sektoren hinweg ist der Kenntnisstand in Bezug auf sicherheitsrelevantes Verhalten von Wasserstoff zumindest für die Gasphase gut. Lücken bestehen nach wie vor bezüglich der Zündungsphänomene und transientem Verbrennungsverhalten insbesondere unter realistischen Anwendungsbedingungen. Dies gilt verstärkt für kryogenen bzw. flüssigen Wasserstoff. Die bisherigen Anwendungen in der Großchemie oder in der Raumfahrt lassen hier nur begrenzt Rückschlüsse auf die Sicherheit dezentraler Anwendungen beim nicht speziell trainierten Endnutzer zu. Für hohe Drücke und/oder kryogene Temperaturen sind nach wie vor die Modelle für Wasserstoffversprödung unvollständig, und überraschende Degradation von Strukturkomponenten oder Dichtungen kann nicht vollständig ausgeschlossen werden. Die im vorliegenden Beitrag beschriebenen Anwendungs- und Sektor-spezifischen Kenntnislücken bedürfen baldiger wissenschaftlicher Aufklärung, damit fehlende bzw. teilweise noch unzureichende internationale Regelwerke zügig eingeführt werden können.

Quellenangaben

- [1] Kotchourko, A.; Jordan, T., Hydrogen Safety for Energy Applications ISBN 9780128204924, Butterworth-Heinemann (2022)
- [2] Hawksworth, S. et al, HSE Research Report RR1159N, ISBN 9780717667055 (2020) <https://www.hse.gov.uk/research/rrpdf/rr1159.PDF>
- [3] The explosion at Laporte Industries Ltd, Report of HSE HM Factory Inspectorate ISBN 0 1 1 880333 (1976) <https://www.icheme.org/media/13690/the-explosion-at-laporte-industries-ilford.pdf>

Grüner Wasserstoff in der Industrie – kurzfristige Einsatzpotenziale und langfristige Bedarfe in Deutschland



Wuppertal Institut
Clemens Schneider
clemens.schneider@wupperinst.org

DLR
Mareike Taube
mareike.taube@dlr.de

Dr. Tom Lorenz
tom.lorenz@dlr.de

Die Forschung der FVEE-Institute zum Einsatz von klimaneutral erzeugtem Wasserstoff in der Industrie deckt sowohl technische Aspekte für einzelne Prozesse ab als auch systemanalytische Betrachtungen, die die Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff am einzelnen Standort oder für bestimmte Branchen in Deutschland bzw. Europa untersuchen.

Die Motivation zum Einsatz von Wasserstoff ergibt sich aus drei Gründen:

1. In der stofflichen Verwendung wird Wasserstoff als Molekül benötigt und kann deshalb auch nicht durch andere Energieträger substituiert werden. So wird Wasserstoff bereits heute in großen Mengen in der Ammoniaksynthese (Haber-Bosch-Verfahren) sowie in den Raffinerien benötigt (► *Abbildung 1*). Gerade im Hinblick auf diese beiden Einsatzzwecke ist in Deutschland jedoch eher von sinkenden Produktionsmengen und korrespondierend geringen Wasserstoffeinsatzmengen auszugehen. Im Falle der Raffinerien ist mit einem sinkenden Kraftstoffabsatz zu rechnen und im Falle von Ammoniak könnte eine klimafreundlichere Landwirtschaft mit gerin-

gerem Düngemittelseinsatz im Verein mit guten Importmöglichkeiten von grünem Ammoniak dazu führen, dass die europäischen Produktionsmengen zurückgehen.

2. Eine weitere Verwendungsart für Wasserstoff ergibt sich aus seiner Fähigkeit, Sauerstoff aus Eisenerz chemisch zu binden. Beim Einsatz in Direktreduktionsanlagen kann Wasserstoff als Reduktionsmittel eingesetzt werden, um Eisenerz zu Roheisen zu reduzieren. Wasserstoff kann somit fossilen Koks als Reduktionsmittel ablösen. Im Unterschied zur stofflichen Verwendung ist Wasserstoff in dieser Hinsicht jedoch substituierbar, denn es sind auch andere Verfahren in der Entwicklung, mit denen Roheisen zumindest theoretisch klimaneutral hergestellt werden kann. Diese sind jedoch noch nicht technisch ausentwickelt (Eisenelektrolyse) oder unterliegen strengen Potenzialbeschränkungen (biomassebasierte Verfahren). Insofern ist Wasserstoff zumindest praktisch unvermeidbar, um die Stahlherzeugung in eine klimaneutrale Zukunft zu führen.

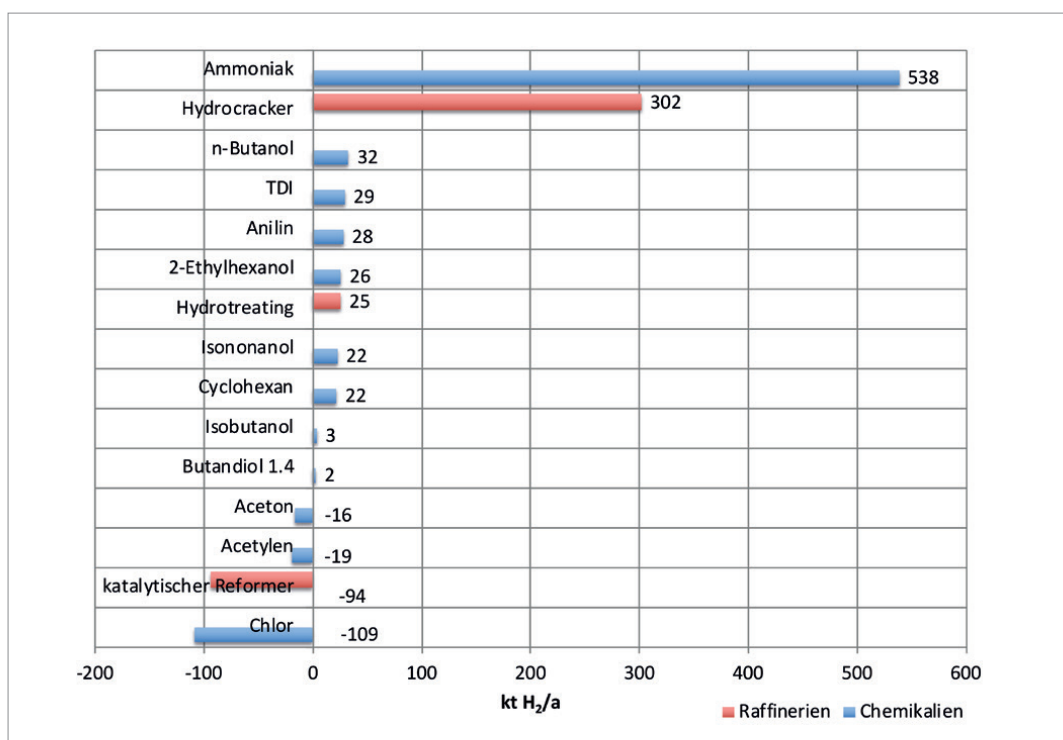


Abbildung 1
Wasserstoffbilanz der deutschen Industrie im Jahr 2016
(Modellrechnung Wuppertal Institut)

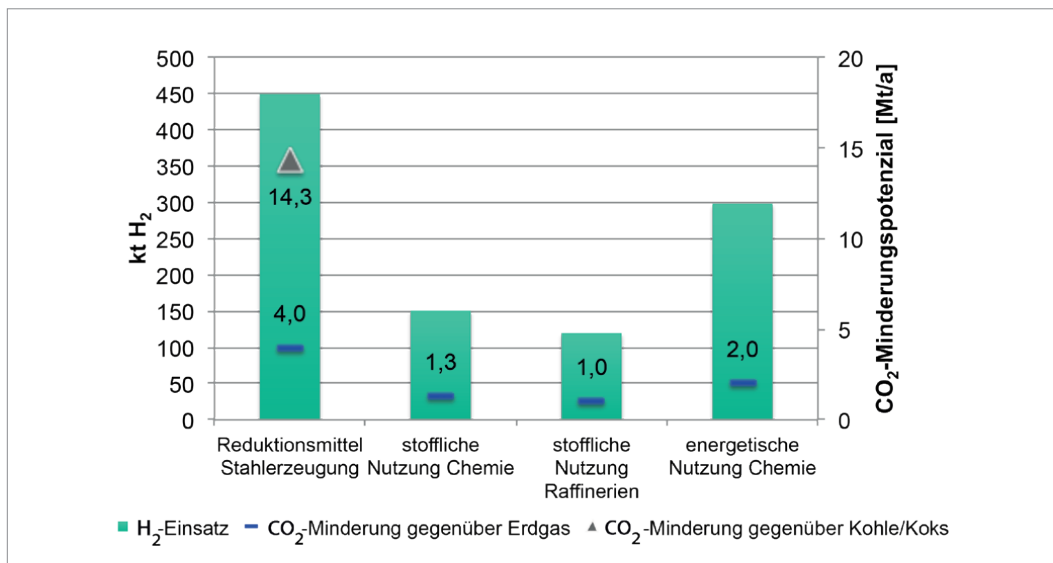


Abbildung 2

Wasserstoffeinsatz 2030 in der KNDE-Studie und sein THG-Minderungshebel

(Wuppertal Institut, basierend auf [1])

3. Als dritte Option gerät die energetische Verwendung von Wasserstoff in der Industrie zunehmend in den Fokus der energiepolitischen Debatten. Hier steht Wasserstoff in einem klimaneutralen System direkt in Konkurrenz zu anderen Energieträgern wie Strom und Biomasse. Für Wasserstoff spricht hier neben seiner Speicherbarkeit, dass die heute sehr weit verbreiteten Erdgaskessel und Industrieöfen mit neuen Brennern ausgerüstet werden können, ohne dass die Anlagen komplett neu reinvestiert werden müssen, wie es bei einer Umstellung auf Strom der Fall wäre. Während die Umrüstung von Dampfkesseln vergleichsweise wenig aufwändig ist, kann Wasserstoff jedoch Erdgas oder andere chemische Energieträger in manchen Ofenprozessen nicht direkt ersetzen.

Der Beitrag von Wasserstoff zur Erreichung der 2030-Ziele

Im Rahmen der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ [1] hat das Wuppertal Institut untersucht, welchen Beitrag der industrielle Einsatz von Wasserstoff zur Erreichung des Klimaschutzziels der Bundesregierung von minus 65% gegenüber 1990 und zur Klimaneutralität im Jahr 2045 leisten kann.

► **Abbildung 2** zeigt, dass der größte absolute und auch relative Hebel in der Substitution von Kohle und Koks in der Hochofenroute durch grünen Wasserstoff im Direktreduktionsverfahren besteht. (Hier mit angenommenem CO₂-Fußabdruck von Null). Die Substitution von Erdgas, sei es mittelbar durch den Ersatz von grauem Wasserstoff in der stofflichen Nutzung oder direkt in Verbrennungsprozessen (energetische Verwendung) bedeutet spezifisch, d. h. pro

eingesetzter Einheit Wasserstoff, einen deutlich geringeren Klimaschutzhebel.

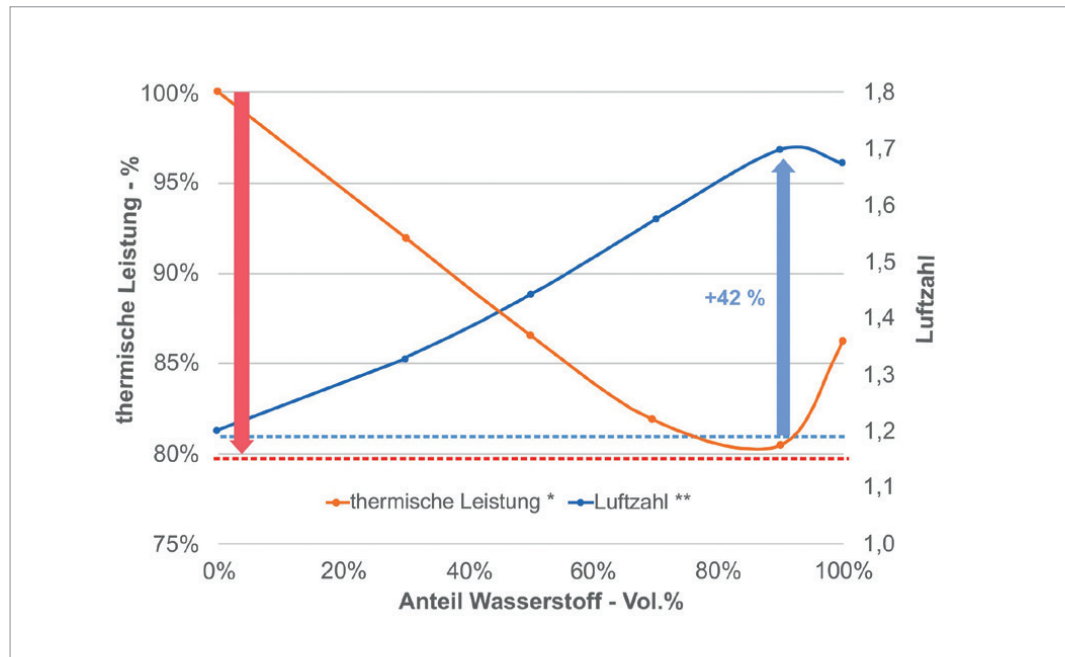
In absoluten Mengen sind die möglichen Beiträge zur Erreichung des Industrie-Sektorziels der Bundesregierung jedoch beträchtlich. Hier ist vor allem hervorzuheben, dass mit einem begrenzten Aufwand zum Aufbau einer Leitungsinfrastruktur sehr viel erreichbar ist, da nur sehr wenige einzelne Standorte an eine im Aufbau befindliche Wasserstoff-„backbone“-Infrastruktur angeschlossen werden müssen. Hinzu kommt, dass die Betreiber von Chemie- und Raffinerie-Standorten bereits über die notwendige technische und genehmigungsrechtliche Kompetenz zum Umgang mit dem Energieträger Wasserstoff verfügen. Insbesondere im Hinblick auf Machbarkeit und Akzeptanz ist ein früher Wasserstoffeinsatz in der energieintensiven Industrie somit deutlich robuster als in anderen Anwendungsfeldern.

Technologische Herausforderungen und Chancen von Wasserstoff

Investitionen in Wasserstofftechnologien sind für Unternehmen mit hohen Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Verfügbarkeit und der relativen Preise verbunden. Ein flexibler Anlagenbetrieb, der z. B. saisonal oder konjunkturbedingt schwankenden relativen Preisen zwischen Erdgas und Wasserstoff Rechnung trüge, ist jedoch aus mehreren Gründen unwahrscheinlich:

Ein flexibler Wasserstoffeinsatz stellt besondere Anforderungen an die Brennerfeuerung. Dies gilt nicht nur für Industrieanlagen, sondern ebenso für Raumheizungen. Ein Kubikmeter Wasserstoff beinhaltet nur etwa ein Drittel des Brennwertes des gleichen

Abbildung 3
Auswirkungen der Wasserstoffbeimischung in Brennersystemen [2]



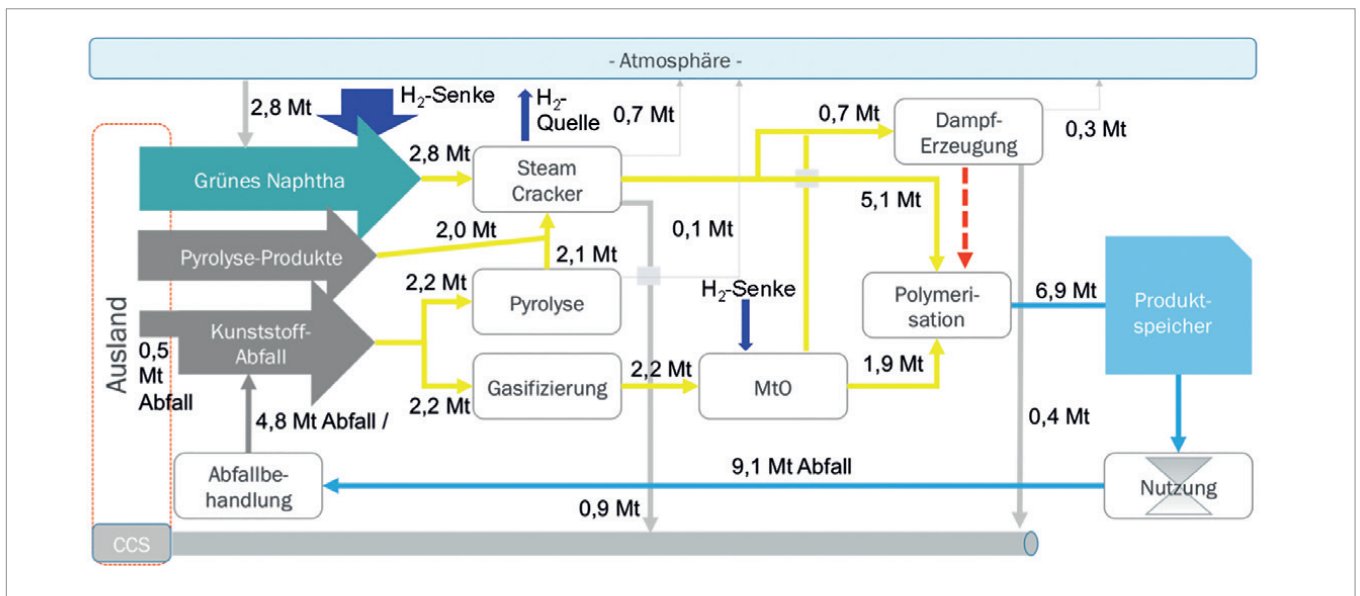
Volumens von Erdgas. Dies erfordert im entsprechenden Anwendungsfeld eine intelligente Brennerregelung (veränderte Wärmeübertragung und Wärme-freisetzung). Mit steigender Wasserstoffbeimischung erfolgt die Verbrennung mit höherem Luftanteil, dies führt zu Leistungs- und Effizienzverlust (► *Abbildung 3*). Darüber hinaus erfolgt die Verbrennung mit höherer Flammentemperatur, sodass die Bildung von Stickoxiden (NOx) begünstigt wird. Dies bedeutet neben der veränderten Abgaszusammensetzung und der höheren Kondensatbildung zusätzlichen Aufwand in Bezug auf die Abgasführung (externe Abgasrückführung).

Erhöhte oder auch saisonal schwankende Wasserstoffanteile im Erdgasnetz sind somit aus heutiger Sicht eher unwahrscheinlich. Das „Privileg“ zwischen Erdgas und Wasserstoff als Energieträger je nach Marktlage wählen zu können, wird wahrscheinlich nur wenigen Unternehmen wie den Stahlerzeugern offenstehen, für die sich ein doppelter Infrastrukturanschluss lohnt oder die gezielt in onsite-Elektrolyseanlagen investieren. Insofern ist eher davon auszugehen, dass Unternehmen Neuanlagen so auslegen, dass sie mit nur wenigen Anpassungen auf den neuen Brennstoff umsteigen können, sobald ihre Versorgung von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt wird.

Besondere technische Herausforderungen sind mit einem Wasserstoffeinsatz in der Mineralindustrie verbunden. Dort werden insbesondere in der Zement-, Kalk- und Glasindustrie hohe Prozesstemperaturen benötigt, die direkt auf das zu verarbeitende Material übertragen werden müssen. In den bestehenden

Öfen findet diese Übertragung direkt über die Brennerflamme statt. Für Produktqualität und Umsetzungsgeschwindigkeit sind deshalb Flammenlänge und Flammtemperatur entscheidende Parameter, weshalb der Wechsel des Energieträgers größere Anpassungen an den Anlagen oder sogar den Bau von Neuanlagen erforderlich macht. So erlauben die im Drehrohrofen zur Klinkererzeugung erforderlichen Prozesstemperaturen von 1400–1500°C aktuell noch keine vollständige Umrüstung auf neue Feuerungstechniken, eine Feuerung des Hauptbrenners mit ca. 10% H₂-Beimischung ist jedoch auch in bestehenden Anlagen möglich [3].

Da die Mineralindustrie aufgrund ihrer prozessbedingten Emissionen (Entsäuerung des Kalksteins in der Zement- bzw. Aufschmelzen der Carbonate in der Glasindustrie) ohnehin künftig eine CO₂-Abscheidung und -Infrastruktur benötigen wird, könnten auch zukünftig kohlenstoffhaltige Brennstoffe auf Basis von Abfall oder Biomasse dort eingesetzt werden. Trotz seiner prinzipiellen Eignung als Energieträger könnte die Rolle von Wasserstoff in diesem Anwendungsfeld deshalb begrenzt sein. Hybridkonzepte werden jedoch in Betracht gezogen und sind mittlerweile in Modellschmelzen erprobt [4]. Demonstratoren im realen industriellen Betrieb fehlen jedoch bisher. Neben Wasserstoff werden in der Mineralindustrie auch Verfahren der Direktelektrofizierung erprobt, im Hybridbetrieb z. B. für Glaswannen [5].



Herausforderungen für Standorte

Die Einführung von grünem Wasserstoff bringt je nach Standort unterschiedliche Herausforderung mit sich. Geografisch bzw. infrastrukturell weniger begünstigte Standorte sind auf eine onsite-Stromerzeugung mit Wasserelektrolyse angewiesen. Das DLR erkundet derzeit im Projekt DIO zur Dekarbonisierung der Industrie in Ost-Brandenburg die Möglichkeiten zum Einsatz von Wasserstoff an entsprechenden Standorten.

Technische Voraussetzungen für die Erzeugung von grünem Wasserstoff sind Potenziale zur Nutzung von erneuerbaren Energien, vorhandene Flächen für den Aufbau von Elektrolyseuren sowie die Wasserverfügbarkeit (Wasserreservoir, Anbindung an die lokale Wasserversorgung).

Weitere begünstigende Faktoren für Standorte sind geeignete geologische Formationen zur Speicherung des Wasserstoffs sowie Verwendungsmöglichkeiten für Sauerstoff und Abwärme als zentrale Kuppelprodukte der Elektrolyse im Rahmen einer industriellen Symbiose. Die Herausbildung von unternehmensübergreifenden regionalen Wasserstoff-Clustern verspricht deshalb große Synergien.

Für die industrielle Nutzung von Wasserstoff sind jedoch auch rechtliche Hürden zu überwinden. Hierzu zählen neben baurechtlichen Bestimmungen, die Einhaltung von Umweltschutzauflagen aber auch die Genehmigungsfähigkeit der Wasserstoffspeicherung in geologischen Formationen. Entsprechendes Know-How muss in den Unternehmen noch aufgebaut werden, der Einbezug von Forschungseinrichtungen mit entsprechenden Schwerpunkten ist deshalb wichtig.

Defossilisierung der chemischen Industrie

Während die Defossilisierung der Energieversorgung bereits mittelfristig geboten ist und mit klaren politischen Zielen hinterlegt ist, ist die Defossilisierung der stofflichen Versorgung mit Kohlenwasserstoffen in der politischen Diskussion, in Forschung und Szenarienliteratur noch häufig unterbelichtet.

Besondere Relevanz hat dieses Thema für die Kunststoffindustrie. Während die petrochemische Industrie auf die Möglichkeit verweist, auch Kohlenstoff fossiler Herkunft (wie Erdöl oder Ethan aus der Schiefergasförderung) im Rahmen von chemischem Recycling oder einer CO₂-Nutzung im Kreis zu führen, wird hierbei übersehen, dass jede Substitution eines fossilen Kohlenstoffträgers durch einen erneuerbaren eine zusätzliche Senke für CO₂ darstellt. Der hieraus resultierende Minderungsbeitrag ist daher von der Kreisführung des eingesetzten Kohlenstoffs entkoppelt und steht somit für sich. Eine Kombination von Kreislaufführung und die Verwendung von Kohlenstoff aus der Atmosphäre ermöglichen somit sogar negative Emissionen, da eine zusätzliche dauerhafte CO₂-Senke entsteht.

Der mögliche Beitrag einer Defossilisierung der chemischen Industrie im Hinblick auf Klimaneutralität im Jahr 2050 wurde durch das Wuppertal Institut im Rahmen der Studie „Klimaneutrales Deutschland“ untersucht. ► **Abbildung 4** zeigt ein solches Szenario: Die aus der Atmosphäre entnommenen CO₂-Mengen (ausgedrückt in einer äquivalenten Menge Kohlenstoff) sind insgesamt größer als die Emissionen. Grüner Wasserstoff wird sowohl für eine konsequente Kreislaufführung des Kohlenstoffs als auch für die Einbindung von CO₂ aus der Atmosphäre benötigt.

Abbildung 4
Zukünftiger Kohlenstoffkreislauf der „Petrochemie“
in der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2050“ [6]
(Angaben in Mio. Tonnen Kohlenstoff, wo nicht anders angegeben)

Flüssige Kohlenwasserstoffe sind mit den bestehenden Infrastrukturen (Pipelines und Hochseetankschiffe) sehr gut und zu deutlich günstigeren Kosten transportierbar als reiner Wasserstoff. Angesichts deutlicher Potenzialbegrenzungen in Bezug auf erneuerbare Energien ist in Deutschland ein Import dieser Kohlenwasserstoffprodukte auch in Zukunft wahrscheinlich. Selbst in einer defossilierten chemischen Industrie läge der inländische Wasserstoffbedarf Deutschlands nach den Modellrechnungen des Wuppertal Instituts bei nur 20 TWh im Jahr 2045.

Im Projekt GreenFeed wird ein Konsortium aus den drei FVEE-Instituten Wuppertal Institut, Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ) und KIT (Institut für Technische Chemie) die Kohlenstoff- und Wasserstoffkreisläufe einer defossilierten chemischen Industrie gemeinsam mit Industriepartnern genauer untersuchen. Neben einer systemischen Beurteilung verschiedener Verfahren werden dabei Roadmaps für einzelne Chemiecluster erarbeitet.

Literatur

- [1] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Studie im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende.
- [2] Huber A. (2021) Auswirkungen von Wasserstoff und Erdgas-Wasserstoffgemischen auf Gasgebläsebrenner nach EN676 in der Industrie- und Prozesstechnik, In: Leicher, J., Giese, A., Petermann, H. [Hrsg.] Gasqualitäten im veränderten Energiemarkt, 2. Auflage, Vulkan Verlag.
- [3] Verein Deutscher Zementwerke e.V. (2020) Dekarbonisierung von Zement und Beton – Minderungspfade und Handlungsstrategien. Eine CO₂-Roadmap für die deutsche Zementindustrie, Düsseldorf.
- [4] idw – Informationsdienst Wissenschaft (2021, 30. März) Glasherstellung mit Grünem Wasserstoff erstmals erfolgreich getestet. Kopernikus-Projekte für die Energiewende [Pressemitteilung]. <https://idw-online.de/de/news765880>
- [5] GlassOnline (2020, 14. April) The furnace of the future: a vision for climate neutral packaging [Pressemitteilung]. <https://www.glassonline.com/the-furnace-of-the-future-a-vision-for-climate-neutral-packaging/>
- [6] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut (2020): Klimaneutrales Deutschland 2050.

Wasserstofftechnologie und Fahrzeuge

Kostensituation von Wasserstoff (H₂)-getriebenen Fahrzeugen

In Studie [1] wurde untersucht, wie sich die Kosten für verschiedene elektrische Fahrzeugtypen bis 2050 entwickeln und wann sie Kostenparität mit Verbrennungsmotorfahrzeugen erreichen werden.

Unterstellt man, dass die Anzahl der elektrischen Fahrzeuge (EV) in den verschiedenen Ausprägungen (ICEV: Verbrennungsmotorfahrzeuge, REEV: elektrische Fahrzeuge mit Range-Extender, PHEV: plug-in hybrid-elektrische Fahrzeuge, HEV: hybrid-elektrische Fahrzeuge, FCEV: elektrische Fahrzeuge mit Brennstoffzelle, BEV: batterie-elektrische Fahrzeuge) anwächst, dann kann man über die Verdopplungskonstante der Produktion mittels einer Lernkurve die Kostenreduktion der verschiedenen Komponenten abschätzen. Da diese Verdopplung bereits in einer frühen Marktphase eintritt (bei niedrigen Gesamtzahlen umso einfacher), ist dieser Zeitraum wesentlich für die kostenmäßige Wettbewerbsfähigkeit der Fahrzeugkonzepte. Zur Analyse wurden verschiedene Fahrzeugklassen (PKW, Busse und LKW) und –unterklassen definiert.

Zusammenfassend lässt sich feststellen [1], dass je nach Anwendungsfall bereits Kostenvorteile für elektrische Fahrzeuge in den Jahren 2021 bis 2031 erwartet werden – und das gilt in ähnlichem Maße für BEVs als auch für H₂-getriebene Fahrzeuge (► *Abbildung 1*). Letztere sind insbesondere bei größeren Fahrzeugen und/oder Fahrtstrecken vorteilhaft.

Primärenergiebedarf

Betrachtet man den aktuellen Primärenergiebedarf im Verkehr (769 TWh), so ist dieser größer als die gesamte elektrische Energieerzeugung in Deutschland (603 TWh). Diesen Bedarf zusammen mit den Bedürfnissen der anderen Sektoren vollständig mittels elektrischer Energie zu decken erscheint unrealistisch, obwohl die Herausforderung bei Fahrzeugen durch die ca. 4- bis 5-fach größere Effizienz von EV gegenüber ICEV etwas entschärft wird. Ein entsprechender Zubau von erneuerbarer elektrischer Energieerzeugung ist kurz- und mittelfristig schwer zu erreichen. Deshalb ist eine Importstrategie für umweltverträgliche Primärenergie unabdingbar.

Abschätzungen zur Effizienz von Energieketten und Antriebsstrang

Die Energieeffizienz einer fossilen Energiekette hat sich im Laufe der letzten Jahrzehnte deutlich verschlechtert, da Exploration und Transport immer aufwändiger und energieintensiver geworden sind. Das konnten zwar die Effizienzsteigerungen bei den fossilen Verbrennungsmotoren teilweise kompensieren, trotzdem erreichen nur ca. 18 % bis 33 % der im Rohöl gespeicherten Energie die Antriebsachse von Fahrzeugen.

Verwendet man komprimiertes H₂-Gas als Treibstoff in einem Wasserstoffmotor, so kann man ca. 27 % des Energiegehaltes auf der Antriebsseite CO₂-frei umsetzen; ersetzt man den Wasserstoffmotor durch die Kombination von Brennstoffzelle und e-Motor, so entfallen ca. >28 % auf der Antriebsachse.

Wird verflüssigter H₂ (LH₂) als Treibstoff eingesetzt, so erreichen - ohne weitere Systemverbesserung – über Brennstoffzelle und konventionellen e-Motor ca. 24 % des Energiegehaltes die Antriebsachse. Bei diesem Wert ist allerdings weder eine Nutzung der über den LH₂ beigestellten Gratskälte (ca. 18 %-Punkte des Energiegehaltes), noch eine Effizienzsteigerung des Antriebsstranges durch ein optimiertes Design berücksichtigt. Würde man nur 80 % der beigestellten Gratskälte nutzen, so würde die Energieketteneffizienz auf >38 % steigen (► *Abbildung 2*). Das ist eine sehr konservative Abschätzung. Größere Werte sind realistisch und möglich, weitere Steigerungen sind zu erwarten.

Die Brennstoffzelle im Fahrzeug

Wesentlich für eine Durchdringung der H₂-getriebenen Fahrzeuge ist eine Tankstellen-Infrastruktur. Stand 2020 gab es weltweit ca. 540 H₂-Tankstellen, die meisten in Japan, Deutschland, China und den USA. Zwar wächst die Anzahl, aber die Zuwachsraten schwanken jährlich. Die Anzahl der FCEV weltweit betrug Ende 2020 ca. 34800 Fahrzeuge, davon fahren ca. 2/3 in Asien.

Gegenstand aktueller Forschung ist die Nutzung von FCEV als mobiles sektorenkoppelndes Element zur dezentralen Versorgung von verschiedenen Gebäuden mit elektrischer und thermischer Energie.



KIT

Prof. Dr. Tabea Arndt
tabea.arndt@kit.edu

Prof. Dr. Thomas Koch
thomas.a.koch@kit.edu

DLR

Dr. Michael Kröner
michael.kroener@dlr.de

Fraunhofer ISE

Ulf Groos
ulf.groos@ise.fraunhofer.de

FZ Jülich

Dr. Thomas Grube
th.grube@fz-juelich.de

Dr. Remzi Can Samsun
r.c.samsun@fz-juelich.de

ZSW

Dr. Alexander Kabza
alexander.kabza@zsw-bw.de

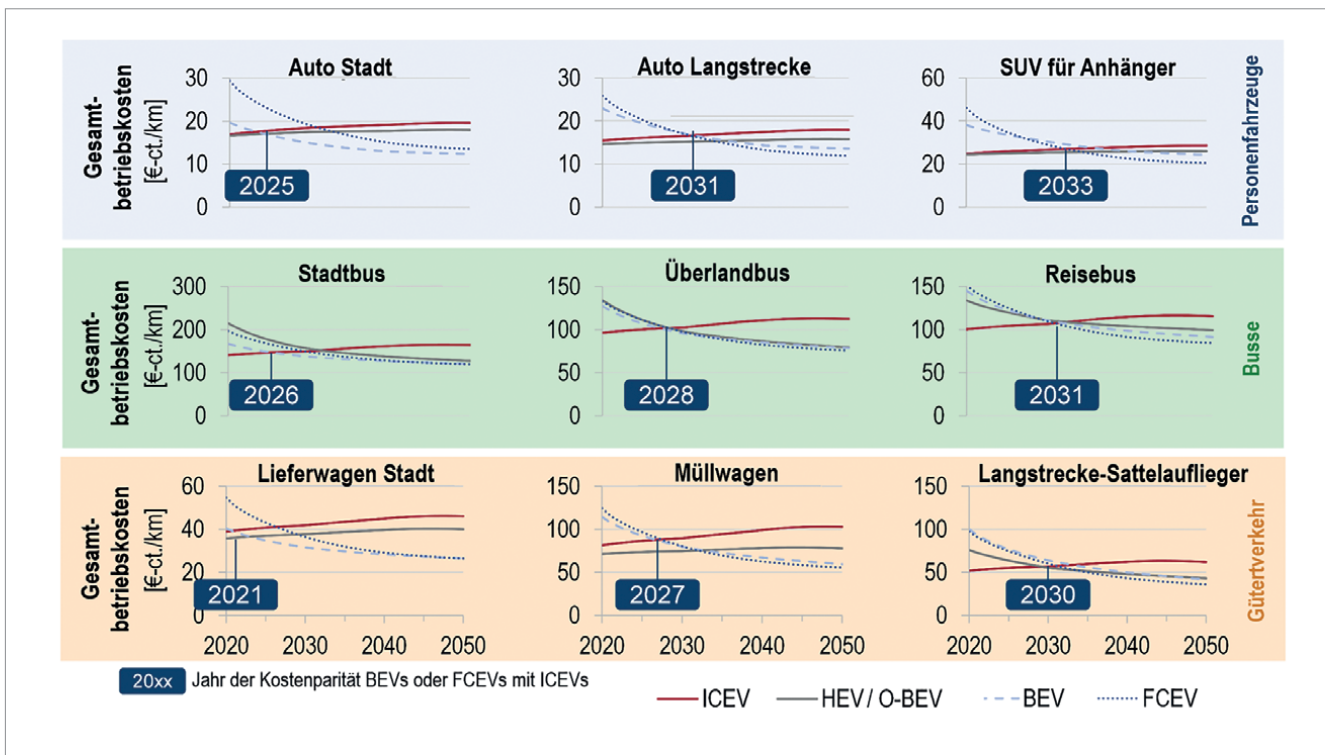


Abbildung 3

Kostenentwicklung verschiedener Fahrzeugklassen und Antriebssysteme mit Jahr ihrer Kostenparität gegenüber Verbrennern [1]

- ICEV: Verbrennungsmotorfahrzeuge (Referenzkurve)
- HEV: hybrid-elektrische Fahrzeuge
- O-BEV: Elektrofahrzeug mit Oberleitungsbatterie
- BEV: batterieelektrische Fahrzeuge
- FCEV: elektrische Fahrzeuge mit Brennstoffzelle

Für Brennstoffzellen im Fahrzeug ist die Alltagstauglichkeit nachgewiesen, der realistische H₂-Verbrauch liegt bei ca. 1.2 kg/100 km, und erhöhte Wartungskosten gegenüber ICEV sind nicht zu erwarten. Eine Herausforderung ist noch die Kühlung der Brennstoffzelle (insbesondere in LKW, s.u.). Forschungsbedarf besteht noch bzgl. Kostenreduktionspotenzialen, Lebensdauer und Wirkungsgrad. Gesetzliche Rahmenbedingungen zur Begünstigung der umweltrelevanten Systemeigenschaften (z. B. Mautbefreiung) erscheinen hilfreich und angebracht.

Wasserstoffmotoren im Fahrzeug

Bei Wasserstoffmotoren ist die ottomotorische Verbrennung auf dem Prüfstand demonstriert. Zum Erreichen eines hohen Wirkungsgrades müssen die fremd- und selbstzündende Verbrennung (auch für hochaufgeladene Motoren) weiterentwickelt werden. Ein Lebensdauernachweis (Materialverträglichkeiten) steht noch aus. Die NO_x-Emissionen sind bereits auf einem sehr niedrigen Niveau und können unter den geringsten Wert von EURO 6d Dieselmotoren reduziert werden. Eine politische Akzeptanz als Zero-Emission steht flächendeckend noch aus. Zwar erscheinen die Wartungskosten höher als bei einem elektrischen Antriebsstrang, jedoch kann man weitgehend auf etablierten Techniken zurückgreifen und der Wasserstoffmotor erscheint vorteilhaft für Hochlastanwendungen.

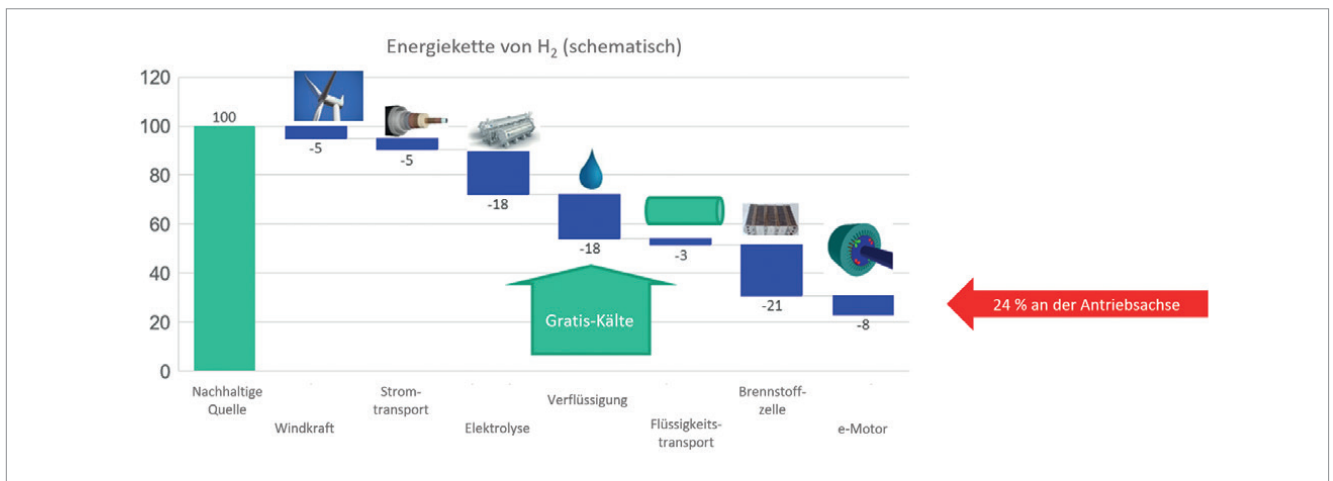
Wasserstoff & Antriebsstrang

In EV ist nicht nur die elektromagnetische Auslegung der Komponenten wichtig. Für eine hohe Effizienz ist insbesondere eine fortschrittliche Kühlstrategie relevant. Beispielsweise verfügt der aktuelle Audi e-Tron GT über vier koppelbare Kühlsysteme für Batterie, Leistungselektronik, e-Motoren, Ladetechnik und Klimaanlage. Deutlich wird die Bedeutung der Wärmeabfuhr auch im Verhältnis von Patenten zum elektromagnetischen Design zur Kühlung von e-Motoren (Recherche 2021): 3080 zu 63021. D.h., auf die Kühlung von e-Motoren wird ca. 20-fach mehr Entwicklungsaufwand als in die Elektromagnetik aufgewandt.

LH₂ kann diesen technischen Aufwand deutlich reduzieren, denn jeder Liter LH₂ kann bis zum Einsatz in der Brennstoffzelle ca. 0,09 kWh an Wärmeenergie aufnehmen. Rein rechnerisch bräuchte ein LH₂-betriebener LKW keine dedizierten Kühlsysteme mehr.

Wasserstoff & Hochtemperatursupraleitung

In vielfachen Demonstratoren wurde die überlegene Effizienz von elektrischen rotierenden Maschinen basierend auf Hochtemperatursupraleitern (HTS) gezeigt. Da HTS größte elektrische Stromdichten (bis zu >600 A/mm²) verlustfrei leiten, entsteht in diesen Maschinen keine ohmsche Abwärme. Der Stand der



Technik zeigt das bei realisierten Maschinen in Anwendungen von Generatoren und Schiffsmotoren, und kürzlich auch bei elektrischen Antriebsmaschinen für Flugzeuge. Besondere Systemvorteile werden erzielt, wenn man die elektromagnetischen Vorteile von HTS (größere nutzbare Stromdichten und Magnetfelder) auch im Design der Maschinen nutzt und so besonders effiziente und kompakte (high power-to-mass-ratio) rotierende Maschinen konstruiert. Verwendet man zur Abkühlung der e-Maschinen den Treibstoff LH₂, so benötigt man keine weitere Kühltechnik und kann die Verluste gegenüber konventionellen Maschinen um mehr als 80% reduzieren. Beispielhaft wurde für einen (etwas älteren, aber gut bekannten) e-Motor eines Honda Accord nur ein einfaches elektromagnetisches Basis-Design mit HTS durchgeführt, was bei ansonsten gleichen Betriebsdaten zu einer Steigerung der Leistungsdichte um den Faktor 10 führte (▶ *Abbildung 3*).

der Energieketten und Fahrzeuge deutlich steigern. Weiterhin bietet LH₂ ein optimales „Habitat“ für Hochtemperatursupraleiter (HTS), die nicht über andere Techniken auf niedrigem Temperaturniveau gehalten werden müssen, und die aufgrund der verlustfreien hohen Stromdichte zu einer weiteren beträchtlichen Effizienz- und kompakten Leistungssteigerung im Antriebsstrang führen.

Abbildung 2
Energieeffizienz-kette für flüssigen Wasserstoff (LH₂) in elektrischen Fahrzeugen

- Eine tiefe Marktdurchdringung dieser Technologien sollte über politische Rahmenbedingungen gestützt werden, die das gesamte Vorteilsportfolio würdigen (z. B. CO₂-freie(r) Mobilität und Transport über Mautbefreiungen).

Fazit

- Abhängig von Produktionssteigerung und Fahrzeugtyp werden FCEV und BEV in den Jahren 2021–31 günstiger als ICEV [1].
- Ein Ausbau der H₂-Tankstelleninfrastruktur und weitere rechtliche Rahmenbedingungen erscheinen sinnvoll.
- Fahrzeuge mit grünem H₂ als Kraftstoff tragen zum Umbau und zur Entlastung eines nachhaltigen elektrischen Energiesystems bei und fügen sich in eine nachhaltige Energieversorgungsstrategie unter den Randbedingungen der Sektorkopplung und einschließlich Primärenergieimporten ein.
- Der Wasserstoffmotor findet eine Option in Hochlastanwendungen.
- Die Nutzung von LH₂ nicht nur als Treibstoff sondern auch als „Gratis-Kühlung“ kann die Effizienz

Literatur

[1] Kraus, S. et al. – „Vehicle Cost Analysis for Road Vehicles until 2050“, Proceedings of 30th Aachen Colloquium Sustainable Mobility 2021

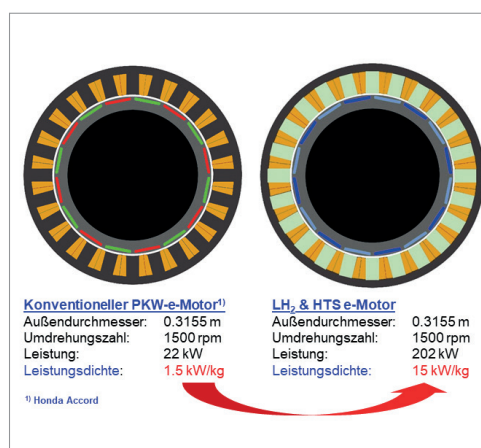


Abbildung 3
Leistungsdichtensteigerung von e-Motoren (hier: Honda Accord) durch Einsatz von Flüssigwasserstoff (LH₂) und Hochtemperatursupraleitern (HTS)

Woher kommt der Kohlenstoff für synthetische Wasserstofffolgeprodukte?



DBFZ
Dr. André Brosowski
andre.brosowski@jenabatteries.de

Dr. Franziska Müller-Langer
franziska.mueller-langer@dbfz.de

Dr. Volker Lenz
volker.lenz@dbfz.de

IZES
Juri Horst
horst@izes.de

KIT
Prof. Dr. Roland Dittmeyer
roland.dittmeyer@kit.edu

Climeworks
Louis Uzor
louis.uzor@climeworks.com

UFZ
Dr. Malgorzata Borchers
malgorzata.borchers@ufz.de

Prof. Dr. Daniela Thrän
daniela.thraen@ufz.de

Wuppertal Institut
PD Dr. Peter Viebahn
peter.viebahn@wupperinst.org

ZSW
Dr. Ulrich Zuberbühler
ulrich.zuberbuehler@zsw-bw.de

Hintergrund

Mit dem Klimaschutzgesetz (KSG 2021) wurden für die kommenden Jahre zulässige Jahresemissionsmengen verbindlich festgelegt. Bis 2045 soll Klimaneutralität erreicht werden. Auf Grundlage der zuletzt verfügbaren Zahlen zur Zielerreichung ergibt sich daraus die Notwendigkeit, dass bis z. B. 2030 über 300 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente eingespart werden müssen (UBA 2021).

Der Einsatz von Wasserstoff bietet zahlreiche Möglichkeiten, diesem Ziel näher zu kommen. Wird Wasserstoff z. B. zu synthetischen Kraftstoffen (Benzin, Diesel, Kerosin, Methanol) oder Grundstoffen für die Chemieindustrie (Methanol, Naphta, Ammoniak) weiterverarbeitet, wird CO₂ bzw. CO für die Syntheseprozesse benötigt.

Nach der KNDE-Studie, die erstmals ein integriertes Szenario zum Erreichen eines „Klimaneutralen Deutschlands 2045“ entwickelt hat (Prognos et al. 2021), werden ab dem Jahr 2045 alleine 34 Mt/a an (klimaneutralen) CO₂ für diese Syntheseprozesse benötigt. Zusätzlich sieht das KSG 2021 erhebliche negative Emissionen ab dem Jahr 2050 vor. Auch wenn die KNDE-Studie davon ausgeht, dass die Kraftstoffe primär nicht in Deutschland hergestellt, sondern aus Ländern mit günstigen Potenzialen für grünen Wasserstoff importiert werden, zeigt diese Menge eine Größenordnung für die nachfolgende Diskussion auf. Die Suche nach alternativen Kohlenstoffquellen, die Entwicklung von technischen Verfahren und die Bewertung von Chancen und Risiken erreichen ein hohes Tempo und sind Bestandteil zahlreicher Debatten. In diesem Beitrag wird zusammengefasst, welche dieser Kohlenstoffquellen besonders interessant sind und welche aktuellen Fragestellungen mit den jeweiligen Themen verbunden sind.

Biogene Rohstoffe

Eine verbindliche, sektorenübergreifende Klassifizierung biogener Rohstoffe existiert bisher nicht. Je nachdem wie bilanziert wird, ergeben sich i. d. R. sehr heterogene Darstellungen. Im Folgenden werden die drei Bereiche „nachwachsende Rohstoffe“, „Rohstoffe aus der Holz- und Forstwirtschaft“ und „biogene Reststoffe, Nebenprodukte und Abfälle“ unterschieden.

Nachwachsende Rohstoffe werden in Deutschland (Stand 2021) auf ca. 2,6 Mio. ha angebaut (rund 20% der Agrarfläche). Über 90% werden energetisch verwendet. Inwiefern sich die Anbaufläche erhöht oder reduziert, wird durch verschiedene politische Rahmenbedingungen (z. B. EEG, RED etc.) beeinflusst. Seit der EEG-Novelle 2014 liegen die Entwicklungen, abgesehen von wetterbedingten Schwankungen, auf einem gleichbleibenden Niveau. Die zahlreichen eingesetzten holzartigen Biomassen werden derzeit jeweils etwa zur Hälfte stofflich und energetisch genutzt. Insbesondere in den letzten drei Jahren hat sich der Schadholzanteil, insbesondere bei Nadelholz, auf über 86% des Einschlags extrem erhöht. Gründe dafür sind Kalamitäten wie z. B. Wasserstress, Windbruch, Borkenkäfer, Brände usw. (► *Abbildung 1*) Inwiefern das dadurch kurzfristig verfügbare Biomasseaufkommen zu langfristig fehlenden Mengen im Markt führen wird, kann nicht mit Bestimmtheit gesagt werden. In den bisherigen Waldmodellen (z. B. WEHAM) kommen solche Extreme bisher nicht vor. Kurzfristig führt das zu erheblichen Holzmengen im Markt. Langfristig ist mit einem Engpass und hohen Nutzungskonkurrenzen zu rechnen. Etwa die Hälfte der holzartigen Rohstoffe sind Nebenprodukte entlang der Verarbeitungskette.

Werden die Nebenprodukte und Abfälle aus anderen Sektoren (z. B. Landwirtschaft, Siedlungsabfälle, Klärschlämme, industrielle Reststoffe und Reststoffe von sonstigen Flächen) hinzugezählt, können derzeit 77 biogene Reststoffe im Aufkommen und der Nutzung bilanziert werden. Insgesamt befinden sich 65–84% bereits in einer stofflichen oder energetischen Nutzung. (► *Abbildung 2*)

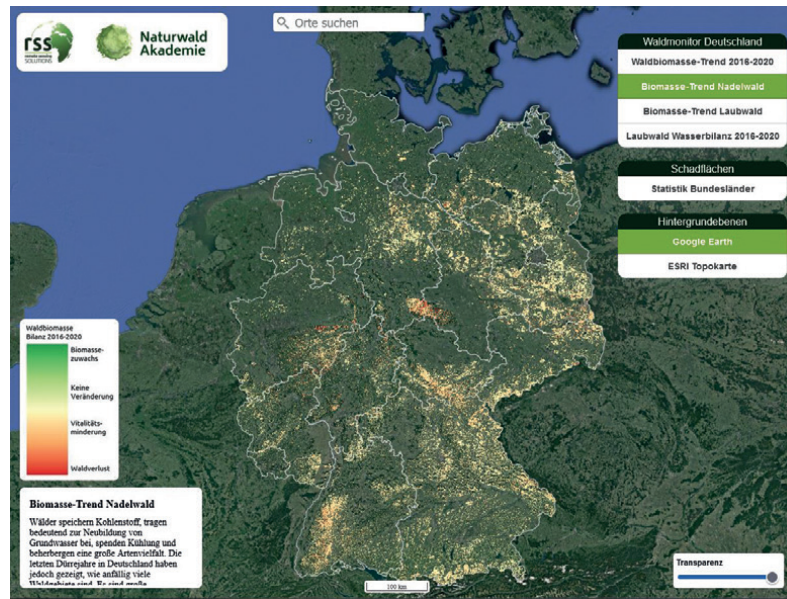


Abbildung 1
Waldmonitor Deutschland 2021:
Biomassetrend für Nadelwälder

Ohne den Anspruch auf Vollständigkeit und unter Verwendung allgemeiner Kohlenstoffgehalte von 45–50% (Kaltschmitt, Hartman, Hofbauer 2016) ergibt sich über die dargestellten Bereiche eine gebundene Kohlenstoffmenge von etwa 70–100 Millionen Tonnen. Der direkte Einsatz dieser Biomassen in unterschiedlichen Konversionspfaden ist ein Weg, den Kohlenstoff zu nutzen. Auch können C-reiche Verbrennungsrückstände stofflich genutzt werden. Sowohl die Biomasse als auch die nutzbaren Punktquellen (s. u.) sind weit über Deutschland verteilt. Für die Nutzung des erneuerbaren Kohlenstoffs ist darüber hinaus aber auch die räumliche Verteilung der Anlagen zur Nutzung des regenerativen Kohlenstoffs zu beachten.

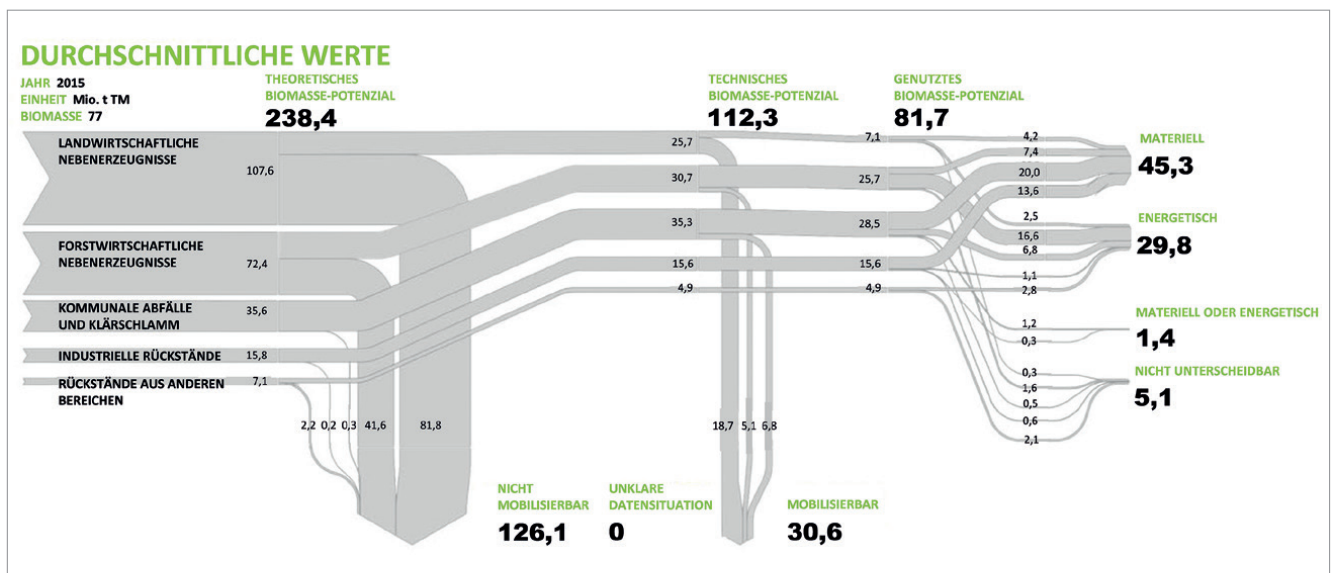
Direct-Air-Capture

DAC-Verfahren bestehen in der Regel aus drei Schritten:

1. Zunächst wird die Umgebungsluft z. B. mittels Ventilatoren zu einem Sorptionsmittel geleitet.
2. Anschließend muss das CO₂ aus der Umgebungsluft durch absorbierende oder adsorbierende Substanzen gebunden werden.
3. Schließlich wird das CO₂ durch Zufuhr von thermischer oder elektrischer Energie wieder vom Sorptionsmittel getrennt, so dass letzteres wieder für einen neuen Zyklus bereitsteht.

Die derzeit gängigen Verfahren und die sie umsetzenden Unternehmen lassen sich in zwei Gruppen, Hochtemperatur- und Niedertemperatur-Verfahren, zusammenfassen (Viebahn et al., 2019).

Abbildung 2
Biomasse-Reststoffpotenziale und ihre derzeitige Nutzung
(Quelle: DBFZ)



Im Prozess der Absorption und Kalzinierung wird CO_2 mit Kaliumhydroxid (KOH) als wässrige Lösung absorbiert. Das aus der Absorption resultierende wässrige Kaliumkarbonat (K_2CO_3) wird in einem Pelletreaktor mit Calciumhydroxid ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) als Calciumcarbonat (CaCO_3) ausgefällt und in einem weiteren Schritt durch Kalzinieren in CO_2 und Calciumoxid (CaO) zerlegt. Letzteres wird nachfolgend zu Calciumhydroxid ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) hydrolysiert und steht dann für den nächsten Zyklus wieder zur Verfügung. Die Kalzinierung erfordert sehr hohe Temperaturen ($> 800^\circ\text{C}$), die das kanadische Unternehmen Carbon Engineering (CE) durch die energetische Nutzung von Erdgas mit gekoppelten Carbon Capture and Storage (CCS) erreicht (sog. $\text{DAC}_{\text{highTemp}}$ -Verfahren). Neben einer existierenden Demoanlage in Kanada plant CE für das Jahr 2022 in den USA den Bau einer kommerziellen Anlage mit einer CO_2 -Entnahme von $1 \text{ MtCO}_2/\text{Jahr}$ ($\text{Mt} = \text{Megatonne}$). Eine weitere Anlage gleicher Größenordnung soll in Schottland gebaut werden und 2026 in Betrieb gehen. Alternative Wärmequellen könnten konzentrierende Solarenergie (CSP) oder Wasserstoff sein. Auch Hochtemperatur-Abwärme aus der Industrie käme in Frage, diese wird aber in der Regel bereits direkt in den Betrieben weitergenutzt.

Das Schweizer Unternehmen Climeworks und das US-amerikanische Unternehmen Global Thermostat (GT) arbeiten mit Adsorption und Desorption-Prozessen (sog. $\text{DAC}_{\text{lowTemp}}$ -Verfahren). Hierbei wird das CO_2 zunächst über eine organisch-chemische Adsorption an ein Sorptionsmittel gebunden, das dann durch Niedertemperaturwärme (ca. 100°C) oder Feuchtigkeit unter Vakuum regeneriert wird (Temperaturwechsel-Adsorption, TSA, in Kombination mit Druckwechsel-Adsorption, PSA). Climeworks betreibt, vorwiegend in Europa, über 15 Demonstrationsanlagen und hat im Juni 2021 in Hellisheidi (Island) eine kommerzielle Anlage „Orca“ mit einer Entnahme von $4 \text{ ktCO}_2/\text{Jahr}$ in Betrieb genommen. Diese speichert zudem das eingefangene CO_2 in Basaltformationen, wo es innerhalb von 2 Jahren zu Carbonatgestein wird. GT betreibt mehrere Demoanlagen und eine kommerzielle Anlage mit $4 \text{ ktCO}_2/\text{Jahr}$ in den USA. Außerdem ist GT im Projekt HaruOni ab 2022 für die Bereitstellung von CO_2 aus der Atmosphäre zur Herstellung von e-Methanol und davon abgeleiteten synthetischen Kraftstoffen vorgesehen.

Am ZSW gibt es im Bereich $\text{DAC}_{\text{lowTemp}}$ -Verfahren zwei Entwicklungen, die mit Polyethylenimin (PEI) als Sorptionsmittel arbeiten. Beim CORAL-Verfahren wird PEI als wässrige Lösung in einem Waschprozess eingesetzt. Das Verfahren ist demonstriert und befindet sich in der Skalierungsphase (TRL 5, ca. 2.000 h

Testbetrieb). Beim zweiten Verfahren (CORA), welches sich noch in der Entwicklung befindet, ist das PEI an Gewebefasern gebunden, welches kontinuierlich zwischen Ad- und Desorptionseinrichtung im Kreis geführt wird.

Hinzu kommen weitere Firmen, zum Teil Start-Ups mit eigenen Entwicklungen. Insgesamt werden derzeit weltweit Anlagen mit einer kumulierten Kapazität von mehr als $10 \text{ ktCO}_2/\text{Jahr}$ als Demo- oder Pilotanlagen betrieben. Die zukünftige Kapazität kommerzieller Anlagen ist theoretisch unbeschränkt. Sie hängt von der Verfügbarkeit von ausreichend Strom und Wärme (bei den gängigen Verfahren etwa im Verhältnis von 20% zu 80%), von Flächen und im Fall von $\text{DAC}_{\text{highTemp}}$ von der Wasserbereitstellung ab. Der Vorteil von $\text{DAC}_{\text{lowTemp}}$ -Anlagen ist, dass sie modular zu beliebigen Größen zusammengesetzt werden können und neben dem CO_2 auch Wasserdampf aus der Atmosphäre entziehen. Anlagen, die gleichzeitig Wasser abscheiden, können idealerweise den Wasserverbrauch von Elektrolyseuren decken und deren Abwärme (oder die von Syntheseprozessen) aufnehmen.

Punktquellen

Die CO_2 -Emissionen der Großindustrie scheinen zunächst eine günstige Quelle für Kohlenstoff zu sein. Durch den klimazielbedingten Wechsel auf alternative, kohlenstofffreie Energieträger wie Elektrizität und Wasserstoff werden diese Mengen aber kontinuierlich zurückgehen, so dass perspektivisch wenige Branchen bestehen bleiben, die, nach heutigen Einschätzungen, auch langfristig prozessbedingt CO_2 emittieren.

Neben dem Einsatz von erneuerbaren bzw. synthetischen Kohlenwasserstoffen als Energieträger, die angesichts von Nachfrage, Potenzialen und Kosten gegenüber heute nur vergleichsweise eingeschränkt zum Einsatz kommen dürften, bieten sich beispielsweise die Zementherstellung sowie Müllverbrennung auch langfristig als große Punktquellen an. Im Rahmen des MENA-Fuels Projekts (BMWK, 03EIV181C) eruierte IZES die heutigen Emissionsmengen aus diesen Quellen in Industrie- und Schwellenländern auf Basis von National Inventory Reports (NIR) und National Communications (NC) an die Vereinten Nationen (UNFCCC 2020). Aufgrund der vergleichsweise hohen Konzentration im Abgasstrom von Zementwerken von je nach Quelle 14%–33% (Wilcox 2012) gegenüber dem Anteil in der Umgebungsluft von 0,04% können die Abscheideverfahren vergleichsweise kostengünstig betrieben werden. Die derzeitigen CO_2 -Potenziale belaufen sich in Deutschland auf etwa $9,4 \text{ Mt/a}$ bei Müllverbren-

Quelle	Geschätztes Aufkommen	Bereits in Nutzung	Kohlenstoffgehalt	Kohlenstoff
Biogene Rohstoffe (gebundenes C) Nachwachsende Rohstoffe Holz Reststoffe, Nebenprodukte, Abfälle	2,58 Mio. ha 127,2 Mio. m ³ 86-140 Mio. t TM	100 % 100 % 65-84 %	45-50%* (der Trockenmasse)	ca. 80-110 Mio. t <small>Keine Addition!</small>
Luft (CO₂)	Unbegrenzt , aber abh. von verfügbarer Energie, Fläche und teilweise Wasser			
Punktquellen (CO₂) Industrie Biogas/Biomethan Bioethanol Biomasse-HKW	105.948.000 t/a 28.830.000 t/a 71.000 t/a 6.380.000 t/a	teils i.d.R. nein teils nein	unterschiedlich 10-95% 97-98% <20%	ca. ??? Mio. t <small>Keine Addition!</small>
Plastikabfälle für chemisches Recycling (gebundenes C)	3.500.000 t/a	0,2%	80%	ca. 2,8 Mio. t

nungsanlagen und etwa 13,2Mt/a bei der Herstellung von Zement. Es bietet sich allerdings an, die Herstellung von synthetischen Kohlenwasserstoffen in unmittelbarer Nähe der Industrieanlagen und idealerweise in Nähe bereits bestehender Verteil-Infrastrukturen für diese Kraftstoffe zu platzieren. Die in dem Vortrag dargestellten Standorte zeigen lediglich eine Auswahl, die auch aufgrund besserer Darstellung entsprechend verkürzt wiedergegeben wird.

Der in den biogenen Rohstoffen gebundene Kohlenstoff kann über verschiedene Konversionswege als biogenes CO₂ aus sog. Punktquellen (und damit als Kohlenstoffträger) für Wasserstofffolgeprodukte nutzbar gemacht werden. In Deutschland liegen diese in einer Gesamtgrößenordnung von ca. 35 Mio. Tonnen CO₂ (u. a. Meisel et al. 2019, Billig et al., 2019). Deren Mobilisierung hängt von vielerlei Randbedingungen ab. Hierzu gehören je nach weiterer Anwendung vor allem die jeweilige CO₂-Konzentration je Punktquelle (d. h. Anlage) und damit der erforderliche Aufwand der Gaskonditionierung und Abtrennung, die jeweils typische CO₂-Menge und deren zeitliche Verfügbarkeit (kontinuierlich oder diskontinuierlich) sowie Aspekte der CO₂-Speicherung und des Transports. Während beispielsweise in Ethanolanlagen prozessbedingt CO₂ mit vergleichsweise hoher Reinheit und recht großen Mengen je Anlage anfällt, bedarf es bei Biogas-/Biomethanolanlagen immer einer Abscheidung des CO₂ (i. d. R. im Zusammenhang mit der Biomethanaufbereitung) von vergleichsweise kleinen Mengen CO₂ je Anlage. Grundsätzlich ließe sich mit entsprechendem Aufwand ebenso CO₂ aus Abgasen der Biomasseverbrennung (z. B. in Heizkraftwerken) abscheiden. Zunehmend wird ergänzend Augenmerk auf Pyrolyseprozesse oder Vergasungsverfahren gelegt (Borchers et al., eingereicht; Dittmeyer et al., 2021). Bisher sind Anwendungsbeispiele für die Nutzung des CO₂ aus Ethanolanlagen (i. d. R. stofflich in der

Getränkeindustrie) bekannt und teils für die direkte Nutzung des im Rohbiogas enthaltenen CO₂ in SynBioPTx-Anwendungen, bei denen das gesamte Rohbiogas in Produktsynthesen genutzt wird.

Kunststoffrecycling

Kunststoffabfälle und Altkunststoffe, die sich nicht wiederverwenden (primäres Recycling) oder mechanisch recyceln lassen (sekundäres Recycling), sei es weil sie zu sehr vermischt oder zu stark verschmutzt sind, können einem chemischen Recyclingprozess unterworfen werden, bei dem zunächst eine Zerlegung in chemische Grundbausteine erfolgt, aus denen dann wieder neue monomere Grundeinheiten und Polymere aufgebaut werden können. Ist dies technisch nicht möglich oder wegen zu hohem Aufwand unwirtschaftlich, bleibt nur die thermische Verwertung in Müllverbrennungsanlagen, wobei der Kohlenstoff in CO₂ umgewandelt wird.

Müllverbrennungsanlagen stellen industrielle CO₂-Punktquellen dar, die im vorangegangenen Abschnitt behandelt wurden. Beim chemischen Recycling wird in Abhängigkeit vom dem für die Zerlegung realisierten chemischen Prinzip zwischen Hydrolyse, Solvolyse, hydrierender oder katalytischer Spaltung, Pyrolyse und Vergasung unterschieden (Maisels, 2021).

Chemisches Recycling stellt im Sinne des Verpackungsgesetzes zwar keine werkstoffliche Verwertung dar (EUWID, 2018) und wird bislang nur in geringem Umfang praktiziert. PlasticsEurope gibt z. B. für Deutschland im Jahr 2018 eine chemische Recyclingquote von 0,2% an, was bei einem Gesamtaufkommen von 5.3 Mio. t Verpackungskunststoffen 10.600t entspricht. Experten gehen allerdings davon aus, dass diese Quote in Zukunft steigen wird. Beispielsweise erwartet die VCI-Studie „Roadmap Chemie 2050 – Auf dem Weg zu einer klimaneutralen

Tabelle 1
Existierende Kohlenstoffquellen
(Quelle: DBFZ)

chemischen Industrie in Deutschland“ von DECHEMA e.V. und FutureCamp Climate GmbH (VCI, 2019) perspektivisch für 2050 immerhin einen Beitrag des chemischen Kunststoffrecyclings zur gesamten Kohlenstoffversorgung der chemischen Industrie von 11%. Dies entspricht 2.8 Mio. t Kohlenstoff bzw. 3.5 Mio. t zu recycelndem Altkunststoff.

Schlussfolgerungen

Aus den vier vorgestellten Bereichen leiten sich sehr heterogene Anforderungen an die Bilanzierung des Kohlenstoffaufkommens und dessen Nutzung ab. Entlang verschiedener Stoffströme existieren zahlreichen Möglichkeiten, den Kohlenstoff in weiterführende Verwendungen zu überführen. Für die Erschließung der Chancen und Bewertung der Risiken bedarf es u. a. konsistenter Datenquellen entlang der jeweiligen Stoffströme. Zeitlich und räumlich betrachtet, kommen z. B. die Punktquellen, die Erzeugung von erneuerbarer Energie, das Biomasseaufkommen, infrastrukturelle Anforderungen, naturräumliche Gegebenheiten und nicht zuletzt rechtliche Rahmensetzungen nicht immer optimal zusammen. Das CO₂ aus industriellen Punktquellen wird, sofern es fossilen Ursprungs ist, z. B. nur für eine Übergangszeit genutzt werden können, da das fossile CO₂ bei der Verbrennung synthetischer Kraftstoffe wieder freigesetzt wird und somit nicht als klimaneutral gilt. Zudem ist nicht immer deutlich, ob eine technisch mögliche, zusätzliche Nutzung des Kohlenstoffs eine effiziente Sektorenkoppelung oder die Verdrängung einer bestehenden Nutzung darstellt. In diesem Zusammenhang existieren demnach zahlreiche Optionen für einen institutionen-übergreifenden Wissenstransfer und Datenaustausch. (► *Tabelle 1*)

Literatur

- Billig, E., Decker, M., Benzinger, W., Ketelsen, F., Pfeifer, P., Peters, R., Stolten, D., Thrän, D. (2019): Non-fossil CO₂ recycling – The technical potential for the present and future utilization for fuels in Germany, J. CO₂ Util. 30, 130–141.
- Borchers, M., Thrän, D., Chi, Y., Dahmen, N., Dittmeyer, R., Dolch, T., Dold, C., Förster, J., Herbst, M., Heß, D., Kalhori, A., Koop-Jakobsen, K., Li, Z., Mengis, N., Reusch, T.B.H., Rhoden, I., Sachs, T., Schmidt-Hattenberger, C., Stevenson, A., Thoni, T., Wu, J., Yeates, C. (eingereicht). Contribution to Net-Zero-2050 Germany – the portfolio of carbon dioxide removal options. *Frontiers in Climate*.
- VCI-Studie Roadmap Chemie 2050 – Auf dem Weg zu einer klimaneutralen chemischen Industrie in Deutschland, DECHEMA e.V. und FutureCamp Climate GmbH, 2019
- Dittmeyer, R., Dahmen, N., Hess, D., Chi, Y., Monnerie, N., Prats, E., Thrän, D., Borchers, M., Brinkmann, T., Hamedimastanabad, H. (2021): Preferred Technology Options for DAC and BECCS schemes based on results of assessment, M-P2.2, Helmholtz Klima Initiative (HI-CAM), Cluster I: Net-Zero-2050.
- EUWID Recycling und Entsorgung, Nr. 42/2018, S. 25.
- Kaltschmitt, Hartman, Hofbauer (2016): Energie aus Biomasse, Grundlagen, Techniken und Verfahren, Springer-Verlag, Heidelberg.
- KSG – Bundesklimaschutzgesetz (2021): Erstes Gesetz zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes vom 18.08.2021, [https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&start=//*\[@attr_id=%27bgbl121s3905.pdf%27\]#__bgbl__%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl121s3905.pdf%27%5D__1634046985562](https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&start=//*[@attr_id=%27bgbl121s3905.pdf%27]#__bgbl__%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl121s3905.pdf%27%5D__1634046985562).
- Meisel, K., Müller-Langer, F., Millinger, M.: Eine globale Roadmap für Powerfuels | Powerfuels' place in the sustainability and recycling debate, URL: https://www.dena-kongress.de/file-admin/Kongress/Bilder/dena-Kongress_2019/Praesentationen/25.11.2019/Session-Raum_4/Roadmap_fuer_Powerfuels/07_dena_Energie-wende_powerfuels_Meisel_2019.pdf
- Maisels, A., Hiller, A., Simon, F.-G., Chemisches Recycling für Kunststoffe: Status und Perspektiven *Chem. Ing. Tech.* 2021, 93, No. 11, 1742–1750.

- Plastics – the Facts 2020, An analysis of European plastics production, demand and waste data, PlasticsEurope, Association of Plastics Manufactures, Brussels 2020.
- Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität. Berlin.
- UBA – Umweltbundesamt (2021): Treibhausgas-minderungsziele Deutschland, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-minderungsziele-deutschlands>
- UNFCCC (2020): United Nations Climate Change – National Inventory Submissions 2020; <https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2020>
- Viebahn, Peter; Scholz, Alexander; Zelt, Ole (2019): The Potential Role of Direct Air Capture in the German Energy Research Program – Results of a Multi-Dimensional Analysis. *Energies* 12(18)3443.
- Wilcox, J. (2012): *Carbon Capture*, New York: Springer, ISBN 978-1-4939-0125-8

Der ForschungsVerbund Erneuerbare Energien Standorte der FVEE-Mitgliedseinrichtungen



FVEE-Geschäftsstelle

ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE) • Renewable Energy Research Association
 Büro Berlin-Mitte: Anna-Louisa-Karsch-Str. 2 • 10178 Berlin • Tel.: 030 288-7565-71
 Büro Berlin-Adlershof: Kekuléstr. 7 • 12489 Berlin
 E-Mail: fvee@helmholtz-berlin.de • www.fvee.de

Mitgliedseinrichtungen und Ansprechpartner



DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
www.dbfz.de
Torgauer Str. 116 • 04347 Leipzig
Paul Trainer: Tel. 0341/2434-437
paul.trainer@dbfz.de



DLR Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. in der Helmholtz-Gemeinschaft
www.dlr.de
Zentrum Köln-Porz • 51170 Köln
thementeam-energie@dlr.de
Standort Stuttgart
Pfaffenwaldring 38–40 • 70569 Stuttgart
Denise Nüsse • 0711 6862-8086
denise.nuesse@dlr.de
DLR-Projektteam auf der
PSA Plataforma Solar de Almería
Apartado 39 • E-04200 Tabernas (Almería)



Forschungszentrum Jülich
www.fz-juelich.de
52425 Jülich
Dr. Michael Cyperek: Tel. 02461/61-5450
info@fz-juelich.de



Fraunhofer IEE
Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik
www.iee.fraunhofer.de
Joseph-Beuys-Straße 8 • 34117 Kassel
Uwe Krengel: Tel. 0561/7294-319
uwe.krengel@iee.fraunhofer.de



Fraunhofer ISE
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
www.ise.fraunhofer.de
Heidenhofstraße 2 • 79110 Freiburg
Christina Lotz: Tel. 0761/4588-5820
christina.lotz@ise.fraunhofer.de
Fraunhofer-Center für Silizium-Photovoltaik CSP
Walter-Hülse-Straße 1 • 06120 Halle
Technologiezentrum Halbleitermaterialien THM
Am St.-Niclas-Schacht 13 • 09599 Freiberg
Labor- und Servicecenter Gelsenkirchen
Auf der Reihe 2 • 45884 Gelsenkirchen



Fraunhofer IWES
Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
www.iwes.fraunhofer.de
Am Seedeich 45 • 27572 Bremerhaven
Inna Eck: Tel. 0471/14290-543
info@iwes.fraunhofer.de



GFZ Helmholtz-Zentrum Potsdam
Deutsches GeoForschungszentrum
www.gfz-potsdam.de
Telegrafenberg • 14473 Potsdam
Josef Zens: Tel. 0331/2880-1049
josef.zens@gfz-potsdam.de



HZB Helmholtz-Zentrum Berlin
für Materialien und Energie
www.helmholtz-berlin.de
Lise-Meitner-Campus
Hahn-Meitner-Platz 1 • 14109 Berlin-Wannsee
Dr. Ina Helms: Tel. 030/8062-42034
info@helmholtz-berlin.de

Wilhelm-Conrad-Röntgen-Campus
Albert-Einstein-Straße 15 • 12489 Berlin-Adlershof
Institut für Silizium-Photovoltaik
Kekuléstraße 5 • 12489 Berlin-Adlershof
PVcomB
Schwarzschildstraße 3 • 12489 Berlin-Adlershof



ISFH Institut für Solarenergieforschung GmbH
Hameln/Emmerthal
www.isfh.de
Am Ohrberg 1 • 31860 Emmerthal
Dr. Raphael Niepelt / Dr. Bianca Lim: Tel. 05151/999-403
info@isfh.de



IZES gGmbH
Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme
www.izes.de/
Altenkesseler Straße 17 • 66115 Saarbrücken
Michaela Schlichter: Tel. 0681/844 972-73
schlichter@izes.de



KIT Karlsruher Institut für Technologie
www.kit.edu
Kaiserstraße 12 • 76131 Karlsruhe
Monika Landgraf: Tel. 0721/608-48126
info@kit.edu



UFZ – Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung
www.ufz.de
Permoserstraße 15 • 04318 Leipzig
Doris Wolst: Tel. 0341/235-1269
info@ufz.de



Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
www.wupperinst.org
Döppersberg 19 • 42103 Wuppertal
Christin Hasken: Tel. 0202/2492-187
info@wupperinst.org



ZAE Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V.
www.zae-bayern.de
Hiltrud Widera: Tel. 0931 / 70564 547
hiltrud.widera@zae-bayern.de
Standort Garching
Walther-Meißner-Straße 6 • 85748 Garching
Standort Würzburg
Magdalene-Schoch-Straße 3 • 97074 Würzburg



ZSW Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden Württemberg
Gemeinnützige Stiftung
www.zsw-bw.de
Meitnerstraße 1 • 70563 Stuttgart
Claudia Brusdeylins: Tel. 0711/7870-278
info@zsw-bw.de
Standort Ulm
Helmholtzstraße 8 • 89081 Ulm

Impressum

Themen 2021

Mit Wasserstoff zur Klimaneutralität – von der Forschung in die Anwendung

Herausgeber

ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE)

Renewable Energy Research Association

Büro Berlin-Mitte: Anna-Louisa-Karsch-Str. 2 • 10178 Berlin • Tel.: 030 288-7565-71

Büro Berlin-Adlershof: Kekuléstr. 7 • 12489 Berlin

E-Mail: fvee@helmholtz-berlin.de • www.fvee.de

Redaktion

Petra Szczepanski

Franziska Wunschick

Förderung

Die vorliegende Publikation wurde durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) gefördert (FKZ 2220NR312X).

Die Mitgliedseinrichtungen des ForschungsVerbunds Erneuerbare Energien werden durch diese Ministerien gefördert:

- BMWK
- BMBF
- BMUV
- BMEL
- BMVI

Layout, Grafik

Sunbeam Communications GmbH

www.sunbeam-communications.com

Druck

Druckerei Flock, Köln

Berlin, Juni 2022

ISSN • 0939-7582