

Wasserstoff – woher, wie viel und wie?



Weltweit besteht ein breiter Konsens darin, dass klimafreundlich erzeugter Wasserstoff zukünftig ein zentrales Element zur Sicherung einer klimafreundlichen Energieversorgung sein wird. Um die international vereinbarten Klimaziele zu erreichen und von fossilen Energierohstoffen wegzukommen, setzen viele Nationen auf den Energieträger Wasserstoff.

Der globale Bedarf an Wasserstoff wird somit in den kommenden Jahrzehnten stark zunehmen – der Hochlauf an Erzeugungskapazitäten muss entsprechend Fahrt aufnehmen. Insbesondere Deutschland als Energieimportland wird darauf angewiesen sein, sowohl aus dem europäischen Ausland als auch weltweit Wasserstoff zu beziehen. Denn sein nationaler Energiebedarf wird mit großer Wahrscheinlichkeit nicht durch

heimische Erzeugungskapazitäten an Erneuerbaren Energien gedeckt werden können.

Um die Importpotenziale für Deutschland abschätzen zu können, hat die DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Institut für Technologie (KIT) verfügbare Daten, Fakten und Prognosen zum globalen Wasserstoffbedarf und der weltweiten Erzeugungskapazitäten gesichtet und zusammengestellt, um daraus mögliche Importquellen und -wege zu erschließen. Entscheidend sind neben den Erzeugungspotenzialen in den Regionen und Ländern auch das politische Umfeld vor Ort, die Transport- und Erzeugungskosten für Wasserstoff und die Verfügbarkeit einer geeigneten Transportroute. Auch diese sind in die Betrachtung mit eingeflossen.

Ausreichendes Erzeugungspotenzial für den globalen Wasserstoffbedarf

Mehrere Studien und Prognosen zeigen, dass der weltweite Wasserstoffbedarf von aktuell knapp über 3.000 Terawattstunden (TWh) auf etwa 5.000 TWh im Jahr 2030 ansteigt, wovon nur ungefähr die Hälfte aus klimafreundlicher Erzeugung und der Rest aus herkömmlichen Verfahrenⁱ stammen wird [1, 2]. Bis zum Jahr 2050 wird diese Zahl sogar auf 17.000 bis 22.000 TWh Wasserstoff, der dann klimaneutral erzeugt werden muss, ansteigen [1–3].

Auch wenn diese Mengen aus heutiger Sicht ambitioniert erscheinen, sind diese essenziell für einen ausreichenden Klimaschutz und eine CO₂-neutrale Energieversorgung. Mit dem weltweit prognostizierten technischen Erzeugungspotenzial könnte der Bedarf sogar bei weitem gedeckt werden. So gibt eine Studie

der International Renewable Energy Agency (IRENA) an, dass aus rein technischer Sicht bis 2050 über 1.500.000 TWh grüner Wasserstoff jährlich erzeugt werden könnten – mit Erneuerbaren Energien aus Wind und Sonne und der Wasser-Elektrolyse [4]. Werden in den Modellen auch wirtschaftliche Aspekte berücksichtigt, sinkt dieses so genannte techno-ökonomische Potenzial zwar, übersteigt aber selbst dann bei weitem den prognostizierten Bedarf (Abb. 1). Diverse Studien und Modellierungen [5–7] die Faktoren wie Angebot und Nachfrage, Handelsbeziehungen und Technologien berücksichtigen, gehen für das Jahr 2030 von möglichen Produktionsmengen von 1.200 bis 5.300 TWh aus, die sich bis 2050 auf 12.300 bis 22.700 TWh vervielfachen (Anhang Tabelle A-1)ⁱⁱ.

Europa und Deutschland zukünftig auf Importe angewiesen

Allein 10 bis 14 Prozent des globalen Wasserstoffbedarfs werden in Europa entstehen [1–3, 8]. Bereits im Jahr 2030 werden nach Angaben des European Hydrogen Backbone [4] in der Europäischen Union (EU) rund 340 TWh jährlich benötigt, der Großteil davon im Industriesektor (Anhang Abb. A-1). Bis 2050

könnte der Bedarf bei 2.200 bis 3.100 TWh liegen [8–10]. Während in 2030 Erzeugungspotenziale den Bedarf übersteigen und dieser noch durch europäische Produktion gedeckt werden könnte, sind langfristig Importe aus anderen Regionen der Welt notwendig (Abb. 1).

Wasserstoffbedarf und Erzeugungspotenziale

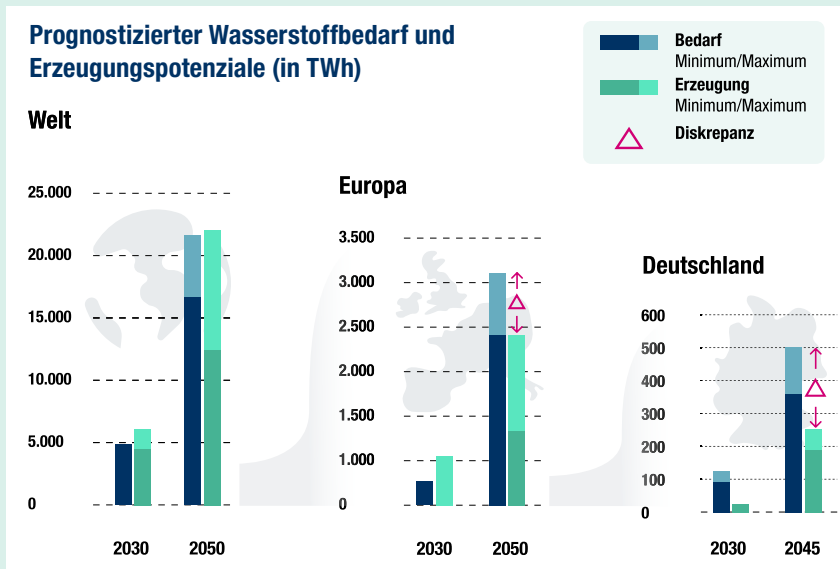


Abbildung 1: Vergleich des prognostizierten Bedarfs und der techno-ökonomischen Erzeugungspotenziale: Weltweit betrachtet kann der Wasserstoffbedarf gedeckt werden. Deutschland und Europa werden langfristig die Nachfrage nicht eigenständig decken können und auf Importe angewiesen sein (weitere Details und Quellen siehe Anhang Tabellen A-1 und A-2).

Regionale Highlights

- ➔ Asien, Nordamerika und die MENA-Staaten sind Regionen mit den größten Erzeugungspotenzialen. Neben grünem Wasserstoff wird dort auch eine hohe Produktion an blauem Wasserstoff erwartet.
- ➔ 2030 könnten die MENA-Staaten die größte Exporteur-Region von grünem Wasserstoff sein, gefolgt von Australien. Die wichtigsten Importeure werden voraussichtlich Europa und China.
- ➔ 2050 wird Nordafrika als der größte Exporteur gesehen, gefolgt von Nordamerika. Europa könnte dann der größte Importeur sein, gefolgt von Indien, Japan und Korea.

In Deutschland ist das Ungleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage noch prägnanter. Als Anhaltspunkt für den Bedarf und die heimische Erzeugung werden die Annahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie herangezogen [11]. Demnach wird von einem Wasserstoffbedarf für Deutschland von 95 – 130 TWh im Jahr 2030 ausgegangen. Die Ausbauziele wurden für den gleichen Zeitraum auf mindestens 10 Gigawatt (GW) Elektrolyseleistung festgelegt. Bei jährlich 4.000 Betriebsstunden und einem Elektrolyse-Wirkungsgrad von 70 Prozent entspricht das einer Erzeugung von 28 TWh Wasserstoff im Jahr, was deutlich unter dem erwarteten Bedarf liegt. Die Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie geht davon aus, dass 2030

etwa 50 – 70 Prozent des deutschen Bedarfs durch Importe von Wasserstoff oder seinen Derivaten gedeckt werden müssen [11]. Neben der inländischen Erzeugung werden somit auch Importe notwendig sein, weshalb die Bundesregierung aktuell eine Importstrategie erarbeitet.

Bis zum Jahr 2045 geht das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) davon aus, dass die Elektrolyseleistung in Deutschland auf rund 79 bis 100 GW ansteigen könnte, mit einer jährlichen Erzeugung von 190 bis 245 TWh Wasserstoff [12]. Damit könnte etwa die Hälfte des Bedarfs von voraussichtlich 360 bis 500 TWh Wasserstoff gedeckt werden.

Nordamerika und Australien – weit weg, aber attraktiv

In Anbetracht des steigenden Bedarfs werden Importe von klimaneutralem Wasserstoff eine zentrale Rolle spielen. Wie viel letzten Endes aus welcher Region importiert werden kann, hängt jedoch nicht nur von den jeweiligen techno-ökonomischen Erzeugungspotenzialen ab, sondern auch von politischen Zielen und Strategien. Nationale Wasserstoffstrategien sind hier richtungweisend, denn sie legen fest, wie Länder ihre jeweiligen Produktions- und Nutzungspotenziale planen. Neben den Ausbauzielen zur Erzeugung von klimafreundlichem Wasserstoff werden teilweise auch angestrebte Produktionskosten oder Strategien zum Import oder der Technologieentwicklung festgehalten.

Die höchsten Ausbauziele weisen die USA aus (Abb. 2). Bis 2030 sollen jährlich rund zehn Millionen Tonnen „clean hydrogen“ erzeugt werden, was einer Energiemenge von 333 TWh ent-

spricht. Darunter versteht die US-Regierung neben der Produktion von grünem Wasserstoff aus Elektrolyse und erneuerbarer oder nuklearer Energie auch die Herstellung von blauem Wasserstoff mittels Dampfreformierung von Methan und anschließender Abscheidung und Speicherung des entstehenden CO₂ (engl. Abk. CCS für Carbon Capture and Storage). Im Jahr 2050 sollen mit diesen Verfahren 1.650 TWh jährlich erzeugt werden.

Norwegen, Australien, Südkorea, Japan und Brasilien haben zwar Strategien zur Nutzung und Erzeugung von Wasserstoff, halten bisher jedoch keine konkreten Ausbauziele fest. In anderen Ländern, wie Indonesien oder Ägypten befinden sich Wasserstoffstrategien in der Ausarbeitung. Somit sind auch diese Länder als potenzielle Lieferanten für Wasserstoff zu berücksichtigen.

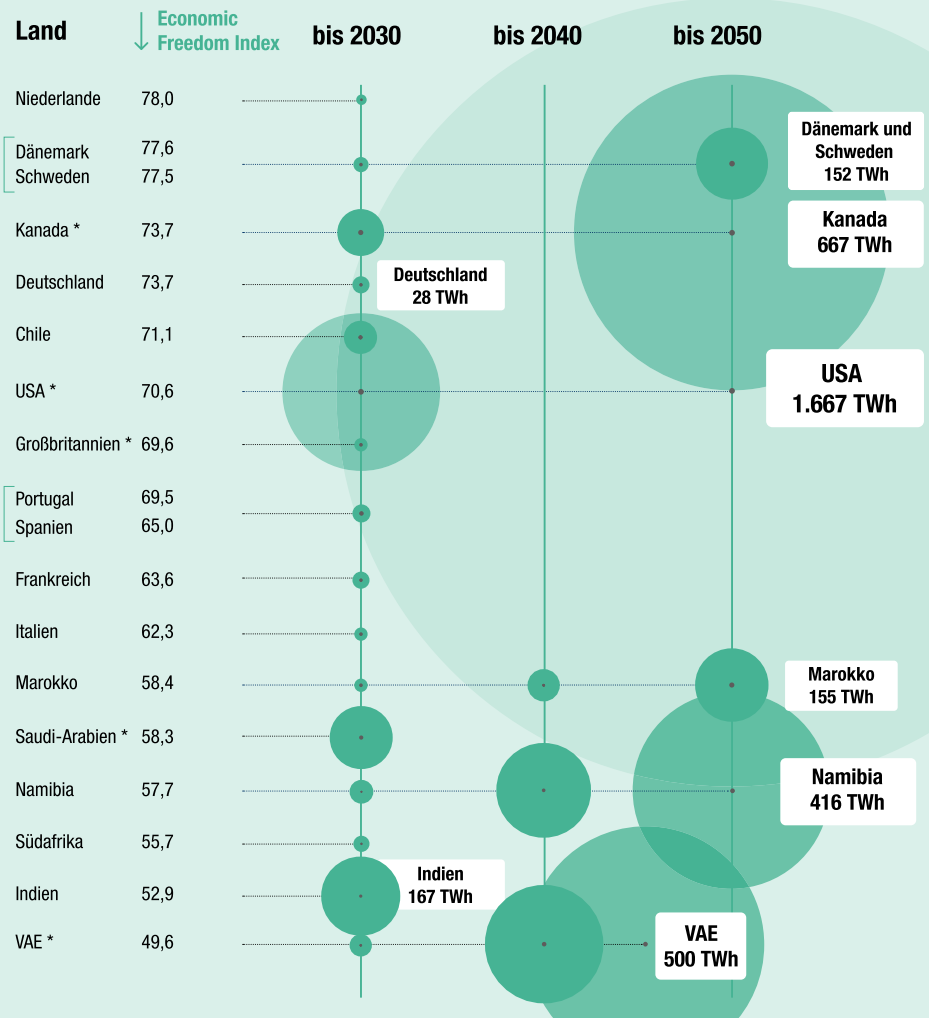
Wasserstoffausbauziele

- Größe des Wasserstoffausbaus
- * Ausbauziele berücksichtigen sowohl grünen als auch blauen Wasserstoff

Weitere Informationen zum Economic Freedom unter Index <https://www.heritage.org/index/>

Abb. 2 Ausbauziele ausgewählter Länder gemäß nationaler Wasserstoffstrategien

Nationale Ausbauziele werden üblicherweise in GW angegeben. Die Umrechnung in TWh erfolgte basierend auf 4000 jährlichen Volllaststunden und einem Wirkungsgrad von 70 Prozent.



Ein Vielfaches an Initiativen und Investitionen für den Wasserstoffhochlauf notwendig

Neben den politischen Zielen lohnt auch der Blick auf die angekündigten Projekte zur klimaneutralen Wasserstoffherzeugung, mit denen die Nationalen Wasserstoffstrategien umgesetzt werden sollen. Deren Anzahl und auch die anvisierten Erzeugungskapazitäten haben in den vergangenen Jahren stetig und deutlich zugenommen. Werden alle Projekte so umgesetzt wie angekündigt, könnten laut Bericht der Weltenergieagentur (IEA) bis zum Jahr 2030 rund 1.300 TWh klimafreundlicher Wasserstoff global erzeugt werden [13]; ein Viertel wäre blauer Wasserstoff. Die größten Produktionskapazitäten sind in Australien, Nord Amerika und Europa geplant (Anhang Abb. A-2).

Rund 40 Prozent (520 TWh/a) der geplanten Wasserstoffproduktion soll ins Ausland exportiert werden. Allein die australischen Projekte kämen – deren Realisierung vorausgesetzt – auf eine jährliche Exportmenge von mindestens 250 TWh. Europa wäre dann der mit Abstand größte Importeur des Wasserstoffs mit rund einem Drittel der verkündeten Wasserstoffproduktionsmenge [13]. Auch wenn dies nur einem Bruchteil des prognostizierten Bedarfs entspricht, gibt es positive Signale: Die Erzeugungspotenziale übersteigen bei Weitem den Bedarf, die Entwicklungen der

Wasserstoffwirtschaft sind sehr dynamisch und weitere Projektankündigungen mit neuen Produktionskapazitäten bis zum Jahr 2030 kommen beständig hinzu – allein in 2023 wurden 60 Prozent mehr als im Vorjahr registriert.

Damit das bestehende Projektportfolio umgesetzt, zügig neue Projekte hinzukommen und der globale Wasserstoffmotor ins Laufen kommen können, ist es notwendig, dass die politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen auf nationaler Ebene aber auch anhand internationaler Abkommen entsprechend gesetzt werden. Denn nur dadurch kann Investitionssicherheit gewährleistet und der Hochlauf beschleunigt werden.

Es wird notwendig sein, die Akzeptanz für Alternativen wie den blauen Wasserstoff zu schaffen. Denn allein mit grünem Wasserstoff wird der steil ansteigende Bedarf nicht zu decken sein. Diese Art der Wasserstoff-Erzeugung kann als geeignete Brücke genutzt werden, insbesondere um fossile Energieträger mit weit größerem CO₂-Fußabdruck kurzfristig zu ersetzen und die Treibhausgasemissionen zu reduzieren.

Transportkosten für Wasserstoff und seine Derivate

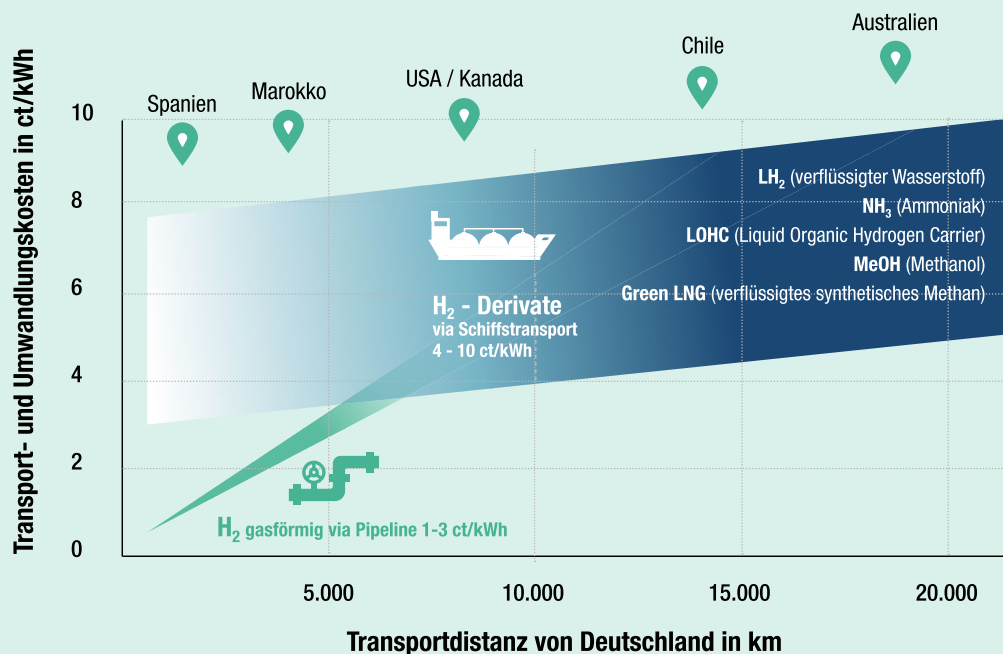


Abb. 3 Transportoptionen und -kosten für verschiedene Wasserstoffderivate in Abhängigkeit von der Entfernung [14, 15]. Detaillierte Kostenangaben finden sich im Anhang Abb. B-2.

Pipelinetransport am günstigsten für Distanzen bis zu 6000 Kilometern

Für den Import von großen Mengen an Wasserstoff gibt es verschiedene Optionen. Er kann entweder als Gas via Pipeline oder – bei größeren Distanzen – verflüssigt bzw. gebunden in Derivaten mit dem Schiff nach Deutschland transportiert werden. Importe über gasförmigen Wasserstoff per Pipeline kommen insbesondere für weniger entfernte Länder in Frage, zum Beispiel aus dem europäischen Ausland oder der MENA-Region (Nahost und Nordafrika), und werden künftig am günstigsten sein (Abb. 3). Hierfür können auch bestehende Erdgas-Pipelines auf Wasserstoff umgerüstet werden.

Schiffsimporte eignen sich wiederum für den Import aus weiter entfernte Regionen, die ein hohes Erzeugungspotenzial an klimafreundlichen Wasserstoff zu niedrigen Kosten aufweisen, vor allem für Strecken über 6.000 Kilometern. Die Entfernung hat dann einen nur geringen Einfluss auf die Transportkosten. Ein Rechenbeispiel: Bei verflüssigtem Wasserstoff erhöhen sich die Transportkosten bei einer Verdopplung der Distanz von 10.000 auf 20.000 km lediglich von rund 5 auf 6 ct/kWh [14, 15]. Sind die Gesteungskosten vergleichsweise niedriger, kann sich der Transport zwischen weit entfernten Regionen also trotzdem lohnen.

Verhältnis von Erzeugungs- und Transportkosten entscheidend, nicht die Entfernung

Aus welchem Land der Import von Wasserstoff wirtschaftlich sinnvoll ist, hängt jedoch nicht nur von der Transportart und den damit verbundenen Kosten ab. Entscheidend sind die Gesamt- oder Bereitstellungskosten, von der Erzeugung bis zum Eintreffen im Importland. Im Fall von Wasserstoff beinhaltet dies zusätzlich zu den Transportkosten via Pipeline oder Schiff auch die Kosten im Exportland, die bei der Erzeugung von Wasserstoff und seiner Umwandlung in Derivate entstehen.

Die Gesteungskosten von grünem Wasserstoff unterscheiden sich stark je nach Produktionsland und Literaturquelle. Im Jahr

2030 könnten diese zwischen 3,5 und 7 ct/kWh liegenⁱⁱⁱ und bis zum Jahr 2050 auf 2 bis 4 ct/kWh sinken [4, 6, 16]. Besonders Australien und Lateinamerika, aber auch die MENA-Region erweisen sich als günstige Standorte [16].

Ist aufgrund der Entfernung kein Pipelinetransport möglich, sind die Gesteungskosten für Wasserstoff und die Wahl des Derivats und die damit verbundenen Umwandlungskosten entscheidend, zu welchem Preis der Energieträger nach Deutschland importiert werden kann.

Entwicklungsstand beim Schiffstransport von Wasserstoff und seinen Derivaten

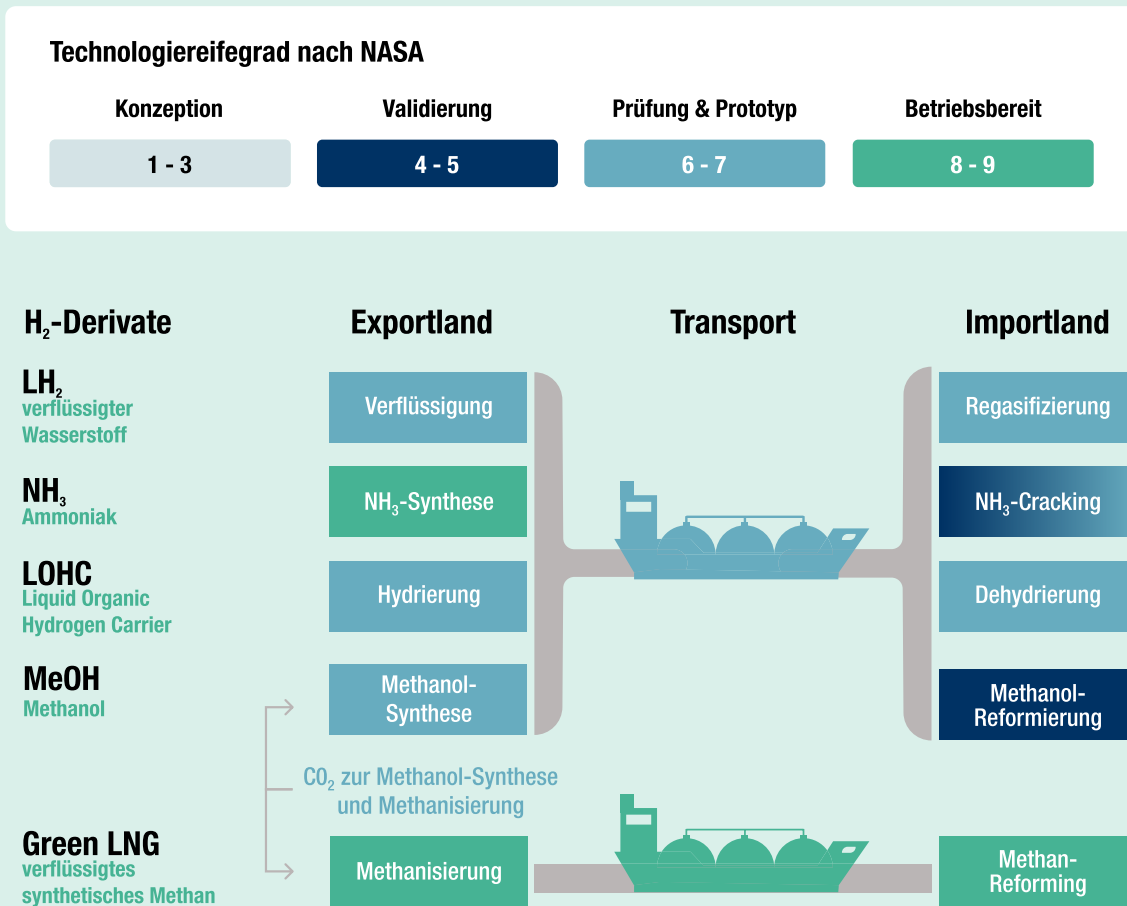


Abb. 4: Entwicklungsstand großer Anlagen zur Erzeugung von H₂-Derivaten für den Schiffstransport und deren Rückumwandlung in gasförmigen Wasserstoff für die energetische und stoffliche Nutzung

Technologieentwicklung für Schiffstransporte und Logistikrouten notwendig

Beim Wasserstoffimport sind nicht nur die potenziellen Bereitstellungskosten entscheidend für den Einsatz der einen oder anderen Logistikroute. Zudem spielt die Verfügbarkeit der dafür benötigten Technologien eine maßgebliche Rolle, zum Beispiel für die Verflüssigung von Wasserstoff oder für seine Umwandlung in Derivate. Diese lässt sich am ehesten über den Technologiereifegrad (TRG)¹⁶ abbilden.

Die meisten Transportoptionen beinhalten Prozessschritte, die momentan großtechnisch noch nicht verfügbar sind [4, 17]. Vor allem die Rückwandlung der Derivate zu gasförmigem H₂ im Importland hat noch einen niedrigen TRG (Abb. 4). Außer beim Transport von verflüssigtem Methan – wie im Fall von LNG – ist die Anzahl an verfügbaren und geeigneten Schiffen mit ausreichend Transport-

kapazitäten für den Handel großer Energiemengen aktuell nicht ausreichend.





Technisch am weitesten ist die Prozesskette um „Green LNG“. Dieses Produkt hätte den Vorteil, dass dafür die bestehenden LNG-Terminals weitergenutzt werden können. Ein Knackpunkt ist allerdings noch das CO₂-Management, das noch nicht im notwendigen Maßstab umgesetzt ist. Die Transportoption „flüssiger Wasserstoff“ (LH₂) wiederum hat langfristig den höchsten Ausnutzungsgrad und ist damit am effizientesten [17]. Technologien für die Verflüssigung sind zwar schon in der industriellen Anwendung, aber noch nicht im entsprechend großem Maßstab, wie er für die enormen prognostizierten Handelsströme notwendig wäre.

Herausforderungen beim Import von Wasserstoff und Derivaten nach Deutschland

Für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft mit interkontinentalem Handel und Import-Export-Strukturen gibt es zwar schon richtungsweisende Entwicklungen. Einige Hürden sind jedoch noch zu nehmen, sowohl technologisch als auch regulatorisch. Einerseits muss ein EU-weites H₂-Leitungsnetz entstehen. Mit dem European Hydrogen Backbone und dem deutschen Wasserstoff-Kernnetz sind hierfür bereits die Weichen gestellt. Andererseits bedarf es entsprechender Technologien, Transportmittel, um ausreichend Schiffsex- und -importe zu ermöglichen.

- ➔ Für den Schiffsimport von Wasserstoff und seinen Derivaten nach Europa und Deutschland ist ein zügiger Aufbau von speziellen Terminals notwendig. Es existieren zwar schon Umschlagplätze für Rohstoffe des Chemiesektors, wie im Fall von Ammoniak. Aber Terminals im für Energieimporte notwendigen Maßstab sind bisher noch nicht vorhanden. Es existieren nur vereinzelt Projekte für den Aufbau von Ammoniak- und LOHC-Terminals. Mehr Investitionen und Pläne sind also notwendig.
- ➔ Bei den meisten Wasserstoffderivaten (außer Methan) ist für den Transport nur eine beschränkte Anzahl an Schiffen vorhanden, die zudem nicht für große Frachtmengen bzw. große Energiemengen geeignet sind. Letzteres wäre für die benötigten Importmengen jedoch notwendig.
- ➔ Zur Rückgewinnung von Wasserstoff aus den Derivaten Ammoniak, Methanol und LOHC müssen Anlagen in industriellem Maßstab entwickelt und in für Energieimporte angemessener Größe gebaut und betrieben werden. Stand heute liegen nur Erfahrungen mit dem Betrieb kleinerer Anlagen vor.
- ➔ Für die Erzeugung der Wasserstoff-Derivate Methan und Methanol und den dringend benötigten blauen Wasserstoff sowie für Kohlenstoffderivate für die chemische Industrie ist der Ausbau einer CO₂-Transportinfrastruktur notwendig. Ebenso sind Abtrennverfahren von CO₂ für alle Industriezweige zu etablieren.

Was braucht es?

-  Investitionssicherheit durch definierte und verlässliche Ordnungsrahmen, um weitere Initiativen und Projekte für den Ausbau der Wasserstoffherzeugung sowie der Import- und Export-Infrastrukturen anzustoßen und voranzutreiben
-  Förderung von Forschung und Technologieentwicklung für die Synthese von Derivaten und die Rückgewinnung von Wasserstoff
-  Akzeptanz für alternative klimafreundliche Wasserstoffarten (wie z. B. blauen H₂) als Brückentechnologie und Aufbau entsprechender Erzeugungskapazitäten und Infrastrukturen – auch für CO₂
-  Ausweitung und Konkretisierung von internationalen Wasserstoffkooperationen und mittel- bis langfristigen Lieferabkommen

ⁱ Hierbei handelt es sich um grauen Wasserstoff, der aus der Dampfreformierung von Erdgas hervorgeht. Das dabei entstehende CO₂ gelangt in die Atmosphäre.

ⁱⁱ Die relativ große Spannweite ergibt sich aus unterschiedlichen Annahmen bei z. B. Höhe des Wasserstoffpreises, Marktentwicklung, Technologieentwicklung, Kapitalkosten, Investitionssicherheit, bestehender Infrastruktur und Neubau von Infrastruktur, Wasserverfügbarkeit, (geo-)politischen Pläne oder geografischen Rahmen.

ⁱⁱⁱ Die Differenzen in den (Bereitstellungs-)Kosten zwischen den verschiedenen Studien lassen sich durch unterschiedliche Annahmen wie Prognosen der Technologieentwicklung, Strompreise und Kapitalkosten sowie der Spanne der Genauigkeit der Kostenschätzungen erklären.

^{iv} Der Technologiereifegrad, entwickelt von der amerikanischen Raumfahrtbehörde NASA, bewertet auf einer Skala von 1-9 den Entwicklungsstand einer Technologie. 1 steht hierbei für die Stufe der Grundlagenforschung und 9 für in Reallaboren positiv erprobte Systeme.



Weiterführende Details stehen in Form eines Anhangs zur Verfügung. Dieser ist gemeinsam mit dem Literaturverzeichnis unter <https://www.dvgw.de/leistungen/publikationen/publikationsliste/g-wasserstoff-import> zu finden.

Impressum

Autorinnen und Autoren

Christiane Staudt und Dr. Friedemann Mörs (DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des KIT)
Dr. Stefanie Schwarz (DVGW)

Herausgeber

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V.
Technisch-wissenschaftlicher Verein
Josef-Wirmer-Straße 1–3 · 53123 Bonn
info@dvgw.de · www.dvgw.de

Gestaltung

mehrwert intermediale kommunikation GmbH, Köln · www.mehrwert.de

© DVGW e.V., Bonn · Stand Januar 2024