

Der zukünftige Energieträger Wasserstoff

# Wasserstoff in der Energieversorgung und mögliche Importabhängigkeiten

Mit dem kleinsten und leichtesten Gasmolekül der Welt, dem Wasserstoff ( $H_2$ ), werden große Erwartungen verbunden. Der Artikel stellt dar, welche Rolle grüner Wasserstoff künftig für die Energieversorgung spielen und wo er produziert werden könnte, aber auch, wie sich den damit verbundenen neuen Importabhängigkeiten und Risiken begegnen lässt.

Von Frank Merten und Alexander Scholz

Schon gegen 1875 wurden im Roman *Die geheimnisvolle Insel* von Jules Verne das Wasser und der daraus durch elektrischen Strom abgetrennte Wasserstoff als „Kohle der Zukunft“ genannt. Heute, rund 150 Jahre später, gilt sogenannter „grüner“ Wasserstoff neben erneuerbaren Energien (EE), Energieeffizienz und -einsparung als wesentlicher Lösungsbeitrag einer klimaneutralen Energie- und Rohstoffversorgung. Dessen Erzeugung erfolgt mithilfe von Wasser-Elektrolyse aus erneuerbarem Strom und gilt somit als  $CO_2$ -frei.

## Rollen von Wasserstoff in der zukünftigen Energieversorgung

Dieser grüne Erzeugungsweg ist aus zwei Gründen von besonderer Bedeutung: Erstens, weil für die EE-Stromerzeugung nicht nur in Deutschland und Europa, sondern auch in den besonders wind- und sonnenreichen Regionen der Erde („sweet spots“) noch sehr große und kostengünstige Ausbaupotenziale bestehen. Diese können neben der Energiewende vor Ort auch dem Aufbau einer globalen Wasserstoffwirtschaft dienen. Zweitens, weil die strombasierte Niedertemperatur-Elektrolyse einen sehr flexiblen Betrieb erlaubt. Dadurch kann diese der schwankenden Stromerzeugung aus Wind und Sonne sehr gut angepasst und der Stromnetzbetrieb entlastet werden.

Wasserstoff kann zudem sowohl energetisch als auch stofflich vielseitig eingesetzt und gespeichert werden. Er spielt daher in den meisten aktuellen Klimaschutz- und Transformationszenarien eine zentrale Rolle und soll künftig zunehmend folgende Aufgaben und Beiträge im Energie- und Industriesystem übernehmen:

- Substitution von grauem, das heißt  $CO_2$ -intensivem Wasserstoff in der Industrie

- Versorgung von schlecht elektrifizierbaren Verbrauchern insbesondere in Industrie und Verkehr (Schiffs- und Schwerkraftverkehr) mit  $CO_2$ -neutralen Roh-, Brenn- und Kraftstoffen
- Sicherung der Strom- und Gasversorgung (Betrieb von Reserve-Gaskraftwerken und Gasspeichern)
- Flexibler Einsatz von Elektrolyseuren zum Ausgleich von erneuerbaren Erzeugungsschwankungen sowie Nutzung von „Überschussstrom“ (negative Residuallasten)

Für die Stromversorgung ist die Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff besonders wichtig, um damit auch dann Strom in neuen,  $H_2$ -tauglichen Gaskraftwerken erzeugen zu können, wenn es zu bestimmten Zeiten zu wenig Sonnen- und Windstrom („Dunkelflaute“) gibt. Die Industrie braucht den Wasserstoff dagegen vielmehr als Rohstoff für die Produktion von grünem Stahl und grünen Chemikalien, für die heute viel Kohle, Erdgas und Mineralölprodukte verbraucht werden.

## Nationale $H_2$ -Produktionspotenziale und Importmengenbedarfe

Wie viel grünen Wasserstoff Deutschland künftig selbst produzieren kann und wie viel importiert werden muss, hängt von den Entwicklungen auf der Angebots- und insbesondere der Nachfrageseite ab. Diese wiederum werden durch verschiedene technische, politische, rechtliche, wirtschaftliche und nicht zuletzt durch gesellschaftliche Faktoren beeinflusst. Die folgenden Angaben zu zukünftigen Bandbreiten von inländischer  $H_2$ -Produktion und  $H_2$ -Importen aus fünf dafür ausgewählten Klimaschutzszenarien basieren überwiegend auf techno-ökonomischen Analysen und bilden die anderen Aspekte weniger ab.

Auf der Angebotsseite ist erneuerbarer Strom die zentrale Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende wie auch für eine grüne  $H_2$ -Produktion. In den Szenarien wird dazu die Stromerzeugung je nach Szenario bis 2045 oder 2050 vollständig auf erneuerbare Energien umgestellt, die im Maximum etwa 1.000 TWh<sub>a</sub> und im Szenariomittel circa 900 TWh<sub>a</sub> pro Jahr erreicht. Der größte Teil davon (ca. 63–83%) wird für die Versorgung der heutigen wie auch der vielen neuen direkten Stromverbraucher wie zum Beispiel Elektroautos, Wärmepumpen und stromintensive Industrieprozesse benötigt. Die verbleibende Stromerzeugungsmenge zwischen circa 140 und 340 TWh<sub>a</sub> könnte für eine grüne inländische  $H_2$ -Produktion (bei einem Wirkungsgrad von 70%) von bis zu circa 100 bis 240 TWh  $H_2$  genutzt werden. Die Szenarien selber erwarten dagegen mit

60 bis 180 TWh H<sub>2</sub> (KN100 und TN-H<sub>2</sub>) eine etwas niedrigere Eigenproduktion (13–42%) und setzen mit 140 bis 510 TWh H<sub>2</sub> (Zielpfad und TN-H<sub>2</sub>) jeweils deutlich stärker auf H<sub>2</sub>-Importe (58–87%).

Die beiden sehr hohen Importmengen in den Szenarien KN100 (ca. 400 TWh H<sub>2</sub>) und TN-H<sub>2</sub> (s. o.) werden maßgeblich durch die intensive H<sub>2</sub>-Nutzung in Verkehr und Gebäuden und im TN-H<sub>2</sub> zusätzlich durch die Erzeugung von industrieller Prozesswärme getrieben (siehe Abbildung 1). Darauf entfallen hier circa 30 beziehungsweise 44–68% des gesamten H<sub>2</sub>-Bedarfs und damit deutlich mehr als in den anderen Szenarien mit 7, 17 und 30 beziehungsweise 37%. Diese setzen stärker auf direktelektrische Technologien wie Elektrodenkessel und Wärmepumpen, die die benötigte Wärme um ein Vielfaches effizienter bereitstellen können als die Verbrennung von Wasserstoff. Wenn grüner Wasserstoff nur für die schwer direkt elektrifizierbaren Energie- und Rohstoffverbraucher in Industrie und Verkehr sowie die Rückverstromung zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit eingesetzt würde, dann würde der H<sub>2</sub>-Bedarf je nach Szenario auf nur noch 180 bis 390 TWh H<sub>2</sub> sinken. In diesem Fall könnten auch leicht bis erheblich höhere Eigenversorgungsquoten von 15 bis rein rechnerisch sogar 100% als in den Szenarien (s. o.) erreicht werden.

### Importmöglichkeiten für Wasserstoff und damit verbundene Risiken

Für Importe von grünem Wasserstoff bieten sich Länder mit vorteilhaften Standortfaktoren für erneuerbare Energien an, welche eine günstige Stromerzeugung sowie eine hohe Auslastung der Elektrolyseanlagen ermöglichen und so die Gestehungskosten senken. Diese Bedingungen finden sich in verschiedenen sonnen- beziehungsweise windreichen Regionen der Erde, wie zum Beispiel Süd- und Nordeuropa, Nordafrika

und der mittlere Osten (MENA), afrikanische Küstenländer, Nord- und Südamerika sowie nicht zuletzt Australien, Indien und China.

Auch wenn grüner Wasserstoff in vielen Weltregionen zum Teil deutlich kostengünstiger als in Europa produziert werden kann, entscheiden unter anderem die Transportmittel und -kosten maßgeblich über den Zeitpunkt und Umfang von Importen nach Deutschland. Für sehr große Transportmengen kommen vor allem Pipelines infrage, die gasförmigen Wasserstoff zu geringen Transportkosten über mittelweite Distanzen transportieren können. Pro 1.000 km kostet das etwa 1 ct/kWh für neue H<sub>2</sub>-Pipelines, während sich bei Umwidmung bestehender Erdgaspipelines die Kosten halbieren (Staiß et al. 2022). Der Pipelinetransport ist damit für Distanzen bis zu etwa 4.000 km ökonomisch vorteilhaft. In diesem Radius liegen von Deutschland aus betrachtet alle europäischen Länder, Teile Nordafrikas, wie Marokko, Algerien und Tunesien sowie auch der nördliche Teil von Saudi-Arabien.

Ebenfalls große H<sub>2</sub>-Mengen könnten zukünftig per Schiff auch über sehr weite Entfernungen transportiert werden. Dies ermöglicht H<sub>2</sub>-Importe aus den globalen „sweet spot“-Regionen wie Chile, den USA und Australien oder auch aus Saudi-Arabien, die teilweise die weltweit günstigsten Erzeugungskosten für grünen Wasserstoff (Chile: ≤4,5 US-ct/kWh) versprechen.

„Mit den künftigen H<sub>2</sub>-Importen können auch neue Abhängigkeiten, Zielkonflikte und Risiken einhergehen.“

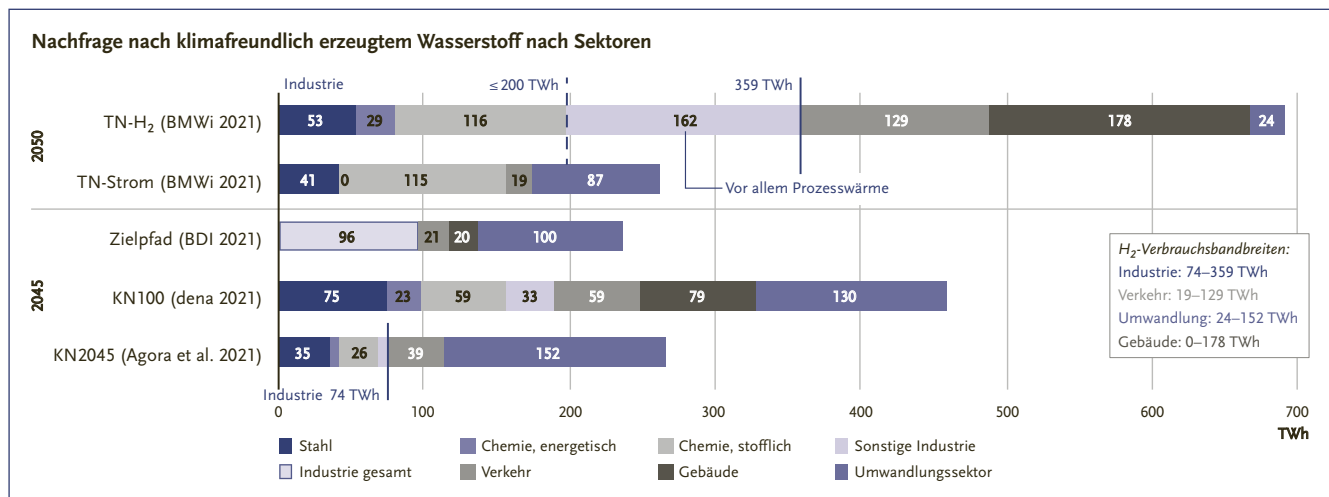


Abbildung 1: Wasserstoff-Nachfragen 2045/2050 nach Sektoren in ausgewählten Klimaschutzszenarien

Quelle: Eigene Darstellung nach BDI 2021, BMWK 2021, dena 2021, Prognos et al. 2021

Allerdings befinden sich Schiffe für den Transport von Wasserstoff noch in der Entwicklung und erfordern zusätzlich – unter anderem aufgrund der niedrigen volumetrischen Energiedichte – eine stromintensive  $H_2$ -Verflüssigung. Dies geht mit Energieverlusten von ca. einem Drittel des Wasserstoffs einher und führt zu relativ hohen Transportkosten von etwa 4 ct/kWh (Staiß et al. 2022).  $H_2$ -Importe per Schiff werden daher voraussichtlich nicht vor 2030 verfügbar sein und können ökonomisch erst ab Distanzen von etwa 4.000 km mit Pipelines konkurrieren. Die hohen Transportkosten können zudem die niedrigeren Gesteungskosten vor Ort nivellieren, sodass Wasserstoff aus Übersee nicht automatisch konkurrenzfähiger als europäischer Wasserstoff ist.

Technische und ökonomische Gründe sprechen mehr dafür, dass grüner Wasserstoff überwiegend aus europäischen Staaten und gegebenenfalls der nördlichen MENA-Region per Pipeline bezogen werden.  $H_2$ -Importe per Schiff können diese gegebenenfalls ergänzen.

Mit den künftigen  $H_2$ -Importen können jedoch auch neue Abhängigkeiten, bei großen Importmengen aus wenigen Lieferländern, Zielkonflikte und Risiken einhergehen. Hohe  $H_2$ -Importquoten beinhalten grundsätzlich eine Abhängigkeit unserer Transformation, insbesondere der Schwerindustrie, von der Energiewende und Transformationsdynamik in anderen Ländern. Bei Ländern mit weniger Fortschritten beim EE-Ausbau kann der grüne  $H_2$ -Export zulasten der dortigen Energiewende gehen und auch zu Unsicherheiten hinsichtlich der Erfüllung von Nachhaltigkeitsanforderungen führen. Hohe beziehungsweise wachsende  $H_2$ -Eigenbedarfe im Lieferland können die Exportmengen beschränken. Darüber hinaus können viele weitere Ursachen und damit Risiken für Verzögerungen und Unterbrechungen beim Aufbau internationaler Produktions- und Lieferstrukturen bestehen. Ein prominentes Beispiel ist der schwelende Westsahara-Konflikt mit Marokko, welcher die diplomatischen Beziehungen und die Energiepartnerschaft mit Deutschland bereits belastet (Tagesspiegel Background 2023).

## Wie umgehen mit den vielfältigen Risiken?

Vor allem sollten nicht die Fehler der Vergangenheit wiederholt und zu starke Abhängigkeiten von einzelnen Lieferländern etabliert werden. Dafür bietet es sich zunächst an, den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft als europäisches Gemeinschaftsprojekt zu verstehen und eigene Potenziale über die ganze Wertschöpfungskette zu heben – vom Anlagenbau und der Erzeugung über den Transport und die Nutzung. Hierzu gehört auch ein Ausbau relevanter Erzeugungskapazitäten in Deutschland. Nicht nur bietet eine innereuropäische Strategie einen einheitlichen Rechtsrahmen, mehr Handlungskontrolle und weniger Investitionsrisiken, sie trägt auch zur dringend benötigten Skalierung aufseiten der Technologieanbieter, dem Aufbau von Wertschöpfungsketten und der Etablierung eines diversifizierten Binnenmarkts bei. Davon können künftig alle Erzeugungsländer von grünem Wasserstoff profitieren.

Bei der Wahl von Bezugsländern ist neben einer Diversifizierung von Partnerschaften wichtig, nicht nur nach den günstigsten Erzeugungskosten zu gehen, sondern eine umfassende Risikoanalyse durchzuführen. Hierzu gehört die Formulierung von Nachhaltigkeitskriterien und der Aufbau eines internationalen Zertifizierungssystem zum Nachweis von einheitlichen Mindeststandards, wie unter anderem vom Nationalen Wasserstoffrat gefordert (Nationaler Wasserstoffrat 2021). Mit Blick auf den Abbau von Investitionsrisiken in Entwicklungsländern könnten beispielsweise europäische Finanzinstitutionen zertifizierte Projekte absichern und so gleichzeitig den Partnerländern einen Zugang zu Kapital und Technologien erleichtern, die im besten Fall auch zur Transformation der Energiesysteme vor Ort beitragen.

## Literatur

- BDI (2021): Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. [https://issuu.com/bdi-berlin/docs/211021\\_bdi\\_klimapfade\\_2.0\\_-\\_gesamtstudie\\_-\\_vorabve](https://issuu.com/bdi-berlin/docs/211021_bdi_klimapfade_2.0_-_gesamtstudie_-_vorabve)
- BMWK (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland – Modul Energieangebot. [www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3-Langbericht-Energieangebot-final.pdf](http://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3-Langbericht-Energieangebot-final.pdf)
- dena (2021): Gutachterberichte dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. [www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht\\_dena-Leitstudie\\_Aufbruch\\_Klimaneutralitaet.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf)
- FAZ (2023): Paris droht Berlin mit Pipeline-Blockade. [www.faz.net/aktuell/politik/paris-droht-berlin-mit-pipeline-blockade-18676069.html](http://www.faz.net/aktuell/politik/paris-droht-berlin-mit-pipeline-blockade-18676069.html)
- Nationaler Wasserstoffrat (2021): Pressemitteilung vom 05.11.2021. [www.wasserstoffrat.de/aktuelles/pressemitteilung-vom-05112021](http://www.wasserstoffrat.de/aktuelles/pressemitteilung-vom-05112021)
- Prognos/Öko-Institut/Wuppertal Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland. [https://static.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020\\_10\\_KNDE/A-EW\\_195\\_KNDE\\_WEB.pdf](https://static.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_195_KNDE_WEB.pdf)
- Staiß, F./Adolf, J./Ausfelder, F./Erdmann, C./Hebling, C./Jordan, T. et al. (2022): Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030: Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse. München, acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften. DOI: 10.48669/ESYS\_2022-6
- Tagesspiegel Background (2023): Wasserstoffbeauftragter: Entspannung mit Marokko. Verlag Der Tagesspiegel GmbH. <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/wasserstoffbeauftragter-entspannung-mit-marokko>

## AUTOREN + KONTAKT

**Dipl.-Phys. Frank Merten**, Co-Leiter des Forschungsbereichs *Systeme und Infrastrukturen* in der Abteilung *Zukünftige Energie- und Industriesysteme* am Wuppertal Institut.



Tel.: +49 202 2492-126,  
E-Mail: [frank.merten@wupperinst.org](mailto:frank.merten@wupperinst.org)

**M. Sc. Alexander Scholz**, Researcher des Forschungsbereichs *„Systeme und Infrastrukturen“* in der Abteilung *„Zukünftige Energie- und Industriesysteme“* am Wuppertal Institut.



Tel.: +49 202 2492-293,  
E-Mail: [alexander.scholz@wupperinst.org](mailto:alexander.scholz@wupperinst.org)