



# AUF EINEN BLICK

Studie

## Wasserstoffbasierte Industrie in Deutschland und Europa

Die vertiefte Dekarbonisierung der Gesellschaft und Industrie erfordert einen verstärkten Ausbau von erneuerbaren Energien (EE) und den Aufbau von Wasserstoff-Elektrolyseurkapazitäten. Auf Wasserstoff ( $H_2$ ) basierende Verfahren sind sowohl für den Schwerlastverkehr als auch in vielen Industriezweigen, wie etwa der Stahl- und Chemieindustrie, für die tiefe Dekarbonisierung unverzichtbar. In letzter Zeit wurden sowohl auf europäischer als auch nationaler Ebene  $H_2$ -Strategien vorgestellt: In Deutschland ist ein Zubau von fünf beziehungsweise zehn GW Elektrolyseurkapazitäten bis 2030 beziehungsweise 2040 vorgesehen.

Die vorliegende Studie stellt einen Beitrag zur Debatte über den notwendigen  $H_2$ -Ausbau dar, indem sie die Bedarfe, Ausbaupotenziale und EE- beziehungsweise  $H_2$ -Kosten für die Industrie in Deutschland und Europa untersucht. Die folgenden Fragestellungen standen dabei im Fokus:

1. Wie hoch ist der nationale und europäische Wasserstoffbedarf? Wie hoch ist der Strombedarf für die Elektrolyse zur Deckung des Wasserstoffbedarfs?
2. In welchem Umfang kann der elektrolysebasierte Wasserstoffbedarf national oder europäisch mittel- bis langfristig gedeckt werden? In welchem Umfang ist ein Wasserstoffimport in Europa und Deutschland notwendig?
3. Wie hoch sind die Gestehungskosten und Transportkosten von elektrolysebasiertem Wasserstoff? Vor dem Hintergrund der Gestehungs- und Transportkosten: Welche Lieferländer kommen für den  $H_2$ -Import infrage?

4. Inwieweit beeinflusst die Zunahme von erneuerbaren Energien im Strommix langfristig die Industriestrompreise und Wettbewerbsfähigkeit einer EE- und  $H_2$ -basierten Industrie?

Um diese Fragen zu beantworten, ist die Studie wie folgt gegliedert:

In einer Szenariobetrachtung wird modelliert, dass der gesamte europäische Wasserstoffbedarf sich auf 2.015 TWh im Jahr 2050 beläuft, der deutsche Bedarf auf insgesamt 450 TWh. Der Strom- und  $H_2$ -Bedarf für die Gesellschaft als Ganzes sowie für die einzelnen Sektoren und Sparten der Industrie (energetisch sowie nicht-energetisch) werden dargestellt. Die Annahmen dazu orientieren sich an den Projektionen der Studie *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking* (FCH JU) „Hydrogen Roadmap Europe“ (2019). Das FCH JU ist ein gemeinschaftliches Projekt der Europäischen Kommission, der europäischen Wasserstoffwirtschaft und einschlägiger Forschungseinrichtungen in Europa. Die Studie wurde unter Einbeziehung von 17 führenden europäischen Industrieakteuren entwickelt, zeigt einen Weg für den großflächigen Einsatz von Wasserstoff- und Brennstoffzellen bis 2050 auf und quantifiziert die damit verbundenen sozioökonomischen Auswirkungen.

Da perspektivisch die Wasserstoffelektrolyse alternativlos ist, um  $H_2$  grün herzustellen, fokussiert die vorliegende Studie im nächsten Schritt auf die elektrolysebasierten  $H_2$ -Erzeugungspotenziale und berechnet den damit verbundenen Strombedarf. Zwei Szenarien für die strommarktbasierende Wasserstoffelektrolyse wurden hierfür erstellt:

**Szenario A:** Hier können 54 Prozent des gesamten H<sub>2</sub>-Bedarfes in Deutschland und Europa aus strommarktbasierter Elektrolyse gedeckt werden.

**Szenario B:** Hier können 78 Prozent des gesamten H<sub>2</sub>-Bedarfes in Deutschland und Europa aus strombasierter Elektrolyse gedeckt werden.

In beiden Szenarien wird somit ein signifikanter Anteil des H<sub>2</sub>-Bedarfes aus heimischer strommarktbasierter Elektrolyse gedeckt. Infolgedessen wird in Szenario B mit einer Verdopplung der europaweiten Stromnachfrage bis 2050 im Vergleich zum Basisjahr 2019 gerechnet.

Auch diese beiden Szenarien entstammen der Fuel-Cells-Studie. Aus dem Szenariodesign folgt, dass ein Teil des gesamten Wasserstoffbedarfs nicht aus der nationalen Elektrolyse am Strommarkt gedeckt werden kann, sondern durch Import oder durch andere klimaneutrale Wasserstofferzeugungsarten gedeckt werden muss.

Die beiden Szenarien für die Strom- und H<sub>2</sub>-Preise in den Jahren 2030, 2040 und 2050 werden mit dem enervis-Strommarktmodell für alle europäischen Länder modelliert. Der Fokus der Studie auf nationale und europäische Elektrolysepotenziale erklärt sich dadurch, dass die Verfügbarkeit grünen Stroms zu wettbewerbsfähigen Preisen für die heimische Industrie standortrelevant ist.

Drittens wurden Gestehungs- und Transportkosten für elektrolysebasierten H<sub>2</sub> aus verschiedenen europäischen und nicht-europäischen Ländern vergleichend berechnet. Dadurch konnte die relative Wettbewerbsfähigkeit einiger potenzieller H<sub>2</sub>-Lieferländer ermittelt werden.

Viertens wurden die Produktionskosten und Emissionen von strommarktbasierendem (sogenannter „bunter H<sub>2</sub>“) gegenüber direkt vor Ort erneuerbar erzeugtem Wasserstoff („grüner H<sub>2</sub>“) dargestellt. Dabei stehen die Fragen im Vordergrund, ob die Elektrolyse direkt an EE-Anlagen gegenüber der strommarktbasierteren Elektrolyse wettbewerbsfähig ist und wie sich die Emissionen der beiden Erzeugungsarten dabei unterscheiden.

Die vorliegende Studie kommt zu folgenden Kernergebnissen:

- **Mögliche H<sub>2</sub>-Regionen:** Für Wasserstoffimporte sind zunächst die Transportkosten, nicht zuletzt wegen einer noch fehlenden Leitungsinfrastruktur, noch sehr hoch, da der Transport vorwiegend auf der Straße oder per Schiff erfolgen muss. Da die Transportkosten dabei entfallen, kann der regionale Aufbau von Wasserstofferzeugungskapazitäten trotz höherer Gestehungskosten für industrielle Abnehmer interessant sein. Darüber

hinaus sind bereits einige europäische Regionen mit vorhandener Anlandungs-, Leitungs- und Verteilungsinfrastruktur und exponierter geografischer Lage darum bemüht, sich künftig als zentrale und führende Wasserstoffhandelshubs zu positionieren. Bis 2050 sinken sowohl die Gestehungskosten für grünen<sup>1</sup> als auch für bunten Wasserstoff<sup>2</sup> (ohne Berücksichtigung von Abgaben, Umlagen, Steuern et cetera). Zugleich sinkt aber auch der Transportkostenanteil mit der Umwidmung und dem Neubau leitungsgebundener Infrastruktur. In Folge ist damit zu rechnen, dass sich Wasserstofferzeugungsregionen (beispielsweise Mitteldeutschland, Nord- und Ostfriesland) innerhalb Deutschlands und der EU herausbilden, die mit einem hohen EE-Anteil ideale Rahmenbedingungen für industrielle Großabnehmer aufweisen.

- **Bunter versus grüner H<sub>2</sub>:** Die strommarktbasierete H<sub>2</sub>-Erzeugung – sogenannter „bunter H<sub>2</sub>“ – ist im gesamten Betrachtungszeitraum (2030–2050) deutlich günstiger als die Produktion von H<sub>2</sub> mittels Elektrolyse direkt an EE-Anlagen. Dies liegt daran, dass ein Elektrolyseur mit Stromnetzbezug deutlich mehr Einsatzstunden ermöglicht als ein Elektrolyseur direkt an einer EE-Anlage. Zudem entfallen die Transportkosten, die mit der Elektrolyse an der EE-Anlage verbunden sind. Sonstige physische Infrastrukturen und Verbindungen zu den EE-Anlagen entfallen beim „bunten H<sub>2</sub>“ auch. Noch zu Beginn der 2030er wird „bunter H<sub>2</sub>“ eine höhere CO<sub>2</sub>-Intensität aufweisen, die mit dem angenommenen massiven EE-Ausbau ab Mitte der 30er-Jahre jedoch drastisch absinken wird. Mittel- bis langfristig kann „bunter H<sub>2</sub>“ auch als weitgehend dekarbonisiert bezeichnet werden. Für den Markthochlauf von Elektrolysetechnologien stellt er damit einen wichtigen Beitrag dar.
- **H<sub>2</sub>-Bedarfsdeckung:** Die Studie zeigt, dass der industrielle H<sub>2</sub>-Bedarf in Deutschland und Europa langfristig hundertprozentig durch strommarktbasierteren bunten H<sub>2</sub> gedeckt werden kann. Kurz- bis mittelfristig besteht aber in beiden Szenarien eine Unterdeckung des Wasserstoffbedarfs. In beiden Fällen liegen die benötigten Elektrolyseurkapazitäten in 2030 und in 2040 in Deutschland zudem deutlich über den aktuellen politischen Zielwerten der nationalen Wasserstoffstrategie (2030: 90 bis 110 TWh). Diese aktuellen Zielwerte erscheinen im Rahmen der berechneten Szenarien dieser Studie und des ermittelten deutschen Wasserstoffbedarfs (2030: 110 TWh, 2040: 260 TWh, 2050: 450 TWh) als deutlich zu unterambitioniert. Es ist somit absehbar, dass es unter diesen Umständen in beiden Szenarien einen intensiven Verteilungswettbewerb

<sup>1</sup> Grüner-H<sub>2</sub>-Gestehungskosten Wind Onshore Deutschland (Gestehungskosten sind identisch):  
Szenario A 54 % 2030: 122 €/MWh, 2040: 93,70 €/MWh 2050: 74,10 €/MWh  
Szenario B 78 % 2030: 122 €/MWh, 2040: 93,70 €/MWh 2050: 74,10 €/MWh

<sup>2</sup> Bunter H<sub>2</sub>-Preis Strommarkt Deutschland (langfristige Preise in Szenario B sind aufgrund höheren EE-Anteils am Strommix niedriger):  
Szenario A 54 % 2030: 99,51 €/MWh, 2040: 54,76 €/MWh, 2050: 34,09 €/MWh  
Szenario B 78 % 2030: 107,39 €/MWh, 2040: 42,16 €/MWh 2050: 24,24 €/MWh

von Wasserstoff zwischen dem Gebäudesektor, dem Verkehrssektor und der Industrie beziehungsweise auch zwischen Industriebranchen wie beispielsweise Chemie und Stahl geben kann. In dessen Folge kann es wettbewerbs- und strategiegetrieben zu höheren Preisniveaus kommen, die in der fundamentalen Modellierung nicht berücksichtigt wurden. Entsprechend höhere Wasserstoffimporte in die EU beziehungsweise in die einzelnen nationalen Märkte sind daher wahrscheinlich.

- **Wettbewerbsfähige Strom- und H<sub>2</sub>-Preise:** Das Strompreisniveau am Großhandelsmarkt und die Industriestrompreise (ohne Steuern, Abgaben, Netzentgelte, Umlagen) fallen – ausgehend von 2030 – gemäß den Prognosen in beiden Szenarien tendenziell. Die niedrigsten Strompreise weisen die Strommärkte Europas mit einem sehr hohen EE-Anteil an der Stromerzeugung beziehungsweise einer geringen CO<sub>2</sub>-Intensität des Kraftwerksparcs auf. Daher werden insbesondere exponierte Regionen Europas mit einem hohen EE-Anteil (vor allem Regionen mit einem hohen Potenzial an Offshore-Windenergieerzeugung, wie beispielsweise Deutschland, UK, Niederlande) attraktiver für EE-basierte Industrien. In Folge kann ein Green Leakage – eine Industrieabwanderung wegen ungünstigerer EE-Standortbedingungen – aus Deutschland drohen, sofern nicht die notwendigen infrastrukturellen und regulatorischen Anreize zum Erhalt und zur Transformation der heimischen energieintensiven Industrien vorhanden sind.

Zusammenfassend unterstützt die vorliegende Studie das Argument, dass kurz- und mittelfristig ein deutlich ambitionierterer Elektrolyseurausbau als in der aktuellen Wasserstoffstrategie vorgesehen notwendig ist, um Verteilungswettbewerbe zwischen Sektoren und Branchen zu reduzieren. Zudem ist es für den Markthochlauf von Elektrolyseurkapazitäten und damit für die Investitionsentscheidungen der energieintensiven Industrie sinnvoll, insbesondere den Einsatz von Elektrolyseuren zur Erzeugung von buntem H<sub>2</sub> voranzutreiben. Eine Beschränkung auf die alleinige H<sub>2</sub>-Erzeugung direkt an EE-Anlagen ist betriebs- als auch volkswirtschaftlich teurer und gefährdet sowohl den schnellen Markthochlauf der H<sub>2</sub>-Technologie als auch damit die langfristige Wettbewerbsfähigkeit der EE-basierten Industrie.

• • • **Die vollständige Version der Studie finden Sie auf unserer Homepage [www.arbeit-umwelt.de](http://www.arbeit-umwelt.de)** • • •

Veröffentlichung  
März 2021

Erstellt im Auftrag von  
**Stiftung Arbeit und Umwelt  
der IG BCE**  
Inselstraße 6, 10179 Berlin,  
Königsworther Platz 6,  
30167 Hannover

Durchführung der Studie  
enervis energy advisors GmbH  
Ansprechpartner:  
Mirko Schlossarczyk  
Schlesische Str. 29-30  
10997 Berlin  
Telefon: +49 (0)30 695 175 0  
Internet: [www.enervis.de](http://www.enervis.de)  
E-Mail: [kontakt@enervis.de](mailto:kontakt@enervis.de)

Projektleitung  
Dr. Kajsa Borgnäs,  
Stiftung Arbeit und Umwelt  
der IG BCE  
Malte Harrendorf,  
Stiftung Arbeit und Umwelt  
der IG BCE