

Wasserstoff: Bezugsoptionen für Deutschland

Kostenvergleich von importiertem und lokal produziertem CO₂-armen Wasserstoff

EWI Policy Brief

Köln, November 2020

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 277 29-100
Fax: +49 (0)221 277 29-400
www.ewi.uni-koeln.de

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Annette Becker, Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge und Prof. Dr. Wolfgang Ketter bilden die Institutsleitung und führen ein Team von etwa 35 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätsstiftung. Neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber wird der wissenschaftliche Betrieb finanziert durch eine institutionelle Förderung des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE).

Autoren

Dr. Simon Schulte
Max Schönfisch
Gregor Brändle

KERNAUSSAGEN

- Deutschland wird auch langfristig auf Energieimporte, insbesondere in Form von CO₂-armem Wasserstoff und seinen Folgeprodukten, angewiesen sein.
- Grüner, auf Basis von Strom aus erneuerbaren Energiequellen erzeugter Wasserstoff wird in großskaligen Mengen mittelfristig voraussichtlich nicht wettbewerbsfähig sein. Die Berechnungen zeigen, dass blauer Wasserstoff bis 2030 auch bei vergleichsweise hohen Gaspreisen günstiger sein wird.
- Produktionskosten von Grünem Wasserstoff variieren stark von Region zu Region: in Deutschland lägen sie 2050 je nach Szenario 40% bzw. 50% über denen in den global günstigsten Gebieten.
- Langfristig könnte grüner Wasserstoff mit blauem Wasserstoff konkurrieren. Dies trifft insbesondere auf Regionen mit guten Photovoltaik-Potenzialen wie Spanien zu, hängt aber maßgeblich von der weiteren Kostendegression bei erneuerbaren Energien und Elektrolyseuren ab.
- Importe von reinem Wasserstoff nach Deutschland sollten aus wirtschaftlichen Gründen primär aus Europa bzw. europäischen Anrainern stammen, da der Transport - insbesondere per Schiff - kostenintensiv ist.

Deutschland bleibt Energieimportland

Zahlreiche Studien zeigen, dass eine weitgehende Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs nicht ausreichen wird, um die deutsche Volkswirtschaft möglichst kosteneffizient zu dekarbonisieren. Auch 2050 muss wahrscheinlich noch mehr als die Hälfte des deutschen Endenergiebedarfs durch chemische Energieträger, insbesondere CO₂-arme synthetische Gase und Kraftstoffe, gedeckt werden (acatech 2017, BCG/Prognos 2018, dena 2018). CO₂-armem Wasserstoff wird hierbei eine zentrale Rolle zugeordnet. Er kann sowohl direkt verbraucht werden, als auch Ausgangsstoff für die Herstellung weiterer chemischer Grund- und Kraftstoffe, wie z.B. synthetischem Methan, Methanol, Ammoniak oder synthetischen Kraftstoffen (bspw. synthetisches Benzin/Diesel) sein. Auch die Bedeutung von CO₂-armem Wasserstoff als Grundstoff in der Industrie wird voraussichtlich weiter zunehmen. Neben der Substitution konventionellen Wasserstoffs werden neue wasserstoffbasierte Verfahren die Nachfrage steigern, z.B. zur Herstellung von sogenanntem grünem Stahl durch das Direktreduktionsverfahren, d.h. Stahl, bei dem keine prozessbedingten CO₂-Emissionen anfallen.

Die Nutzung von Wasserstoff hat den Vorteil, dass bestehende Infrastruktur und Endanwendungen, wie z.B. das Gasnetz, zum Betrieb mit Wasserstoff umgerüstet werden können. Gleichzeitig ist Wasserstoff wirtschaftlich speicherbar und eignet sich somit bspw. zum Ausgleich saisonaler Schwankungen von Energienachfrage und -angebot.

Mit ihrer im Juni veröffentlichten „Nationalen Wasserstoffstrategie“ (NWS), plant die Bundesregierung, die sektorenübergreifende Verwendung von Wasserstoff zu fördern und einen Markthochlauf zu initiieren. Dabei legt sie den Fokus vor allem auf die Herstellung von grünem Wasserstoff, der mittels Wasserelektrolyse aus erneuerbaren Energien (EE) erzeugt wird (BMWi 2020). Da die Flächenpotentiale für einen ökonomisch effizienten Ausbau von EE und somit eine großskalige Herstellung von grünem Wasserstoff in Deutschland begrenzt sind bzw. eine Nutzungskonkurrenz zu anderen strombasierten Anwendungen besteht (EWI 2020, Dickel 2020), wird Deutschland auch langfristig auf Energieimporte im Allgemeinen, bzw. Wasserstoffimporte im Speziellen, angewiesen sein. Die NWS sieht dementsprechend auch den Import von Wasserstoff vor (BMWi 2020).

Um eine Abschätzung über die Kosten für Wasserstoffimporte im Vergleich zur Herstellung in Deutschland zu erlangen untersucht das EWI in einem aktuellen Forschungspapier¹ mit dem Titel „Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen“ die Bereitstellungskosten für CO₂-armen Wasserstoff aus erneuerbarem Strom und Erdgas für 89 Länder.² Für grünen Wasserstoff wurden dabei die Wasserstoffgestehungskosten von eigens für die Wasserstoffproduktion errichteten, optimierten Anlagen aus einer EE-Stromerzeugungstechnologie (Onshore Wind, Offshore Wind und Photovoltaik [PV]) und einem Elektrolyseur (Niedrig-/Hochtemperatur) berechnet.³ Bezüglich der zukünftigen Kostenentwicklung von EE-Strom und Elektrolyseuren wurde zwischen einem zentralen und einem optimistischen Szenario unterschieden.

Neben der klassischen Erdgasreformierung in Kombination mit CO₂-Abscheidung und Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS) wurde auch die Methanpyrolyse, die festen Kohlenstoff als Nebenprodukt abwirft, als potenzielle Alternative für die derzeit erdgasbasierte Erzeugung von Wasserstoff (ohne CO₂-Abscheidung) in die Untersuchung mit einbezogen. Bei der Pyrolyse wird jedoch aufgrund der geringen technischen Reife davon ausgegangen, dass diese erst nach 2030 in größerem Maßstab für die Wasserstoffproduktion zum Einsatz kommen könnte.

Kurz- bis mittelfristig ist Grüner Wasserstoff nicht kosteneffizient

Die Forschungsergebnisse zeigen, dass die Gestehungskosten von in Deutschland durch Elektrolyse mit Strom aus Offshore-Windanlagen erzeugtem Wasserstoff im zentralen Szenario bis 2030 auf ca. 3,5 €/kgH₂ fallen könnten. Sollte die Kostendegression bei Offshore Wind und Elektrolyseuren stärker ausfallen (optimistisches Szenario), wären sogar Kosten von unter 3 €/kgH₂ in Reichweite. In Abbildung 1 werden die Kosten von lokal produziertem grünem Wasserstoff den Kosten von Wasserstoffimporten via Pipeline oder Schiff aus Regionen mit günstigeren Erneuerbaren-Potenzialen und lokal produziertem, erdgasbasiertem blauem Wasserstoff gegenübergestellt.

¹ Das Forschungspapier sowie ein Excel-basiertes Berechnungstool in dem die vollständigen Ergebnisse des Artikels abrufbar sind, können hier heruntergeladen werden: [Working Paper](#) und [Excel-Tool](#). Wir danken für die finanzielle Unterstützung dieser Forschung durch das [Research Programme Hydrogen: The Role of Gas in the Energy Transition](#), eine Initiative der Gesellschaft zur Förderung des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln e.V..

² Bei den Transportkosten handelt es sich nur um internationalen Transport via Schiff oder Pipeline. Die mit der Verteilung von Wasserstoff innerhalb eines Landes verbundenen Kosten wurden nicht betrachtet.

³ Dabei wird vereinfachend angenommen, dass die erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen nicht an das Stromnetz angeschlossen sind und der produzierte Strom ausschließlich in der Wasserstoffherzeugung zum Einsatz kommt. Das Verhältnis der installierten Leistung von Stromerzeugungsanlage und Elektrolyseur wurde auf Basis des stündlichen Stromerzeugungsprofils und der Kapitalkosten beider Komponenten optimiert. Anlagen, die Strom aus dem Netz beziehen wurden nicht betrachtet.

Die höchsten Kosten sind mit Importen per Schiff verbunden, in Abbildung 1 gezeigt am Beispiel von Flüssigwasserstoffimporten aus Algerien⁴. Trotz der niedrigen Wasserstoffgestehungskosten im Exportland treibt vor allem der für die Verflüssigung erforderliche hohe Energieaufwand die Kosten. Ab Importterminal in Deutschland würde der Wasserstoff über 4 €/kgH₂ (ca. 3,3 €/kgH₂ im optimistischen Kostenszenario) kosten und wäre damit teurer als lokal produzierter grüner Wasserstoff.

Die Einfuhr von mittels PV-Strom in Spanien erzeugtem grünem Wasserstoff über umgewidmete Erdgaspipelines würde rund 2,7 €/kgH₂ (bzw. rund 2 €/kgH₂ im optimistischen Fall) kosten. Unter den betrachteten Szenarienannahmen stellt damit der Import aus Spanien die für Deutschland kostengünstigste Option dar, Wasserstoff zu importieren und ist darüber hinaus auch günstiger als die lokale Produktion in Deutschland.

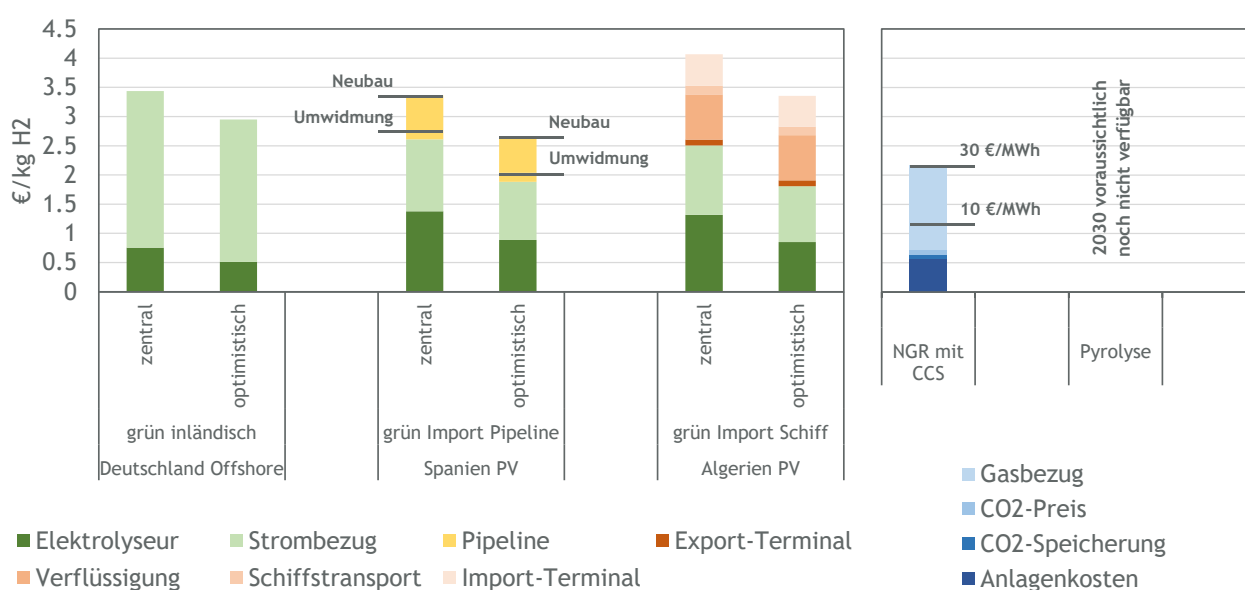


ABBILDUNG 1: KOSTENVERGLEICH WASSERSTOFF (2030)

Die Analyse zeigt jedoch auch, dass erdgasbasierter⁵, blauer Wasserstoff in der mittleren Frist günstiger als grüner Wasserstoff sein wird, insbesondere wenn der Erdgaspreis weiterhin auf einem niedrigen Niveau verharrt: bei einem Preis von 15 €/MWh lägen die Wasserstoffgestehungskosten in einer Erdgasreformierungsanlage mit CCS-Technologie⁶ (NGR mit CCS) bei niedrigen 1,6 €/kgH₂. Selbst bei einem langfristigen Anstieg des Gaspreises auf 30 €/MWh würden die Wasserstoffgestehungskosten um lediglich 0,6 €/kgH₂ auf 2,2 €/kgH₂ ansteigen. Während die Produktionskosten für blauen Wasserstoff maßgeblich vom Erdgaspreis abhängen, ist die Sensitivität gegenüber Veränderungen in den Kosten für CO₂-Abtransport und Speicherung vergleichsweise gering: Eine Verdoppelung der Speicherkosten würde – bei gleichbleibendem Gaspreis – zu lediglich rund 10%

⁴ Algerien sei hier lediglich als ein Beispiel für Importe aus Übersee genannt. Da eine Pipelineverbindung zwischen Algerien und Europa besteht könnte Wasserstoff auch kostengünstiger über diese importiert werden. Mehr Informationen hierzu findet man im genannten Excel-basierten Berechnungstool.

⁵ Bis 2030 wird voraussichtlich nur blauer Wasserstoff in größeren Mengen zur Verfügung stehen. Da sich das Verfahren der Methanpyrolyse zur Herstellung von „türkischem“ Wasserstoff derzeit lediglich im Labormaßstab/Technikumsmaßstab befindet, ist ein großskaliger Einsatz bis 2030 unwahrscheinlich.

⁶ Bei Kosten von 17 €/tCO₂ für Abtransport und Verpressung des abgeschiedenen Kohlendioxids, einer Abscheidungsrate von 90% und einem CO₂-Preis von 135 €/tCO₂ auf die Restemissionen.

höheren Wasserstoffgestehungskosten führen. Dies bedeutet, dass blauer Wasserstoff auch bei deutlich höheren Kosten für die „Entsorgung“ des CO₂ – z.B. weil eine Speicherung in Deutschland nicht erwünscht ist und das CO₂ über weite Distanzen zu geeigneten Lagerstätten transportiert werden muss – weiter wettbewerbsfähig bliebe.

Auch optimistischere Annahmen bezüglich der Kostenentwicklung von EE-Strom und Elektrolyseuren ändern nur wenig an diesem Bild: Blauer Wasserstoff bliebe mittelfristig günstiger als grüner Wasserstoff. Einzig im Fall von Gaspreisen, die deutlich über dem von der Internationalen Energieagentur (IEA) prognostizierten Niveau von ca. 23 €/MWh für 2030 liegen (IEA, 2019), könnten Wasserstoffimporte über ungenutzte Erdgaspipelines punktuell mit blauem Wasserstoff konkurrieren. Die Ergebnisse verdeutlichen somit, dass blauer Wasserstoff der kosteneffizienteste Weg ist, kurz- bis mittelfristig einen Markthochlauf für CO₂-armen Wasserstoff in Deutschland zu unterstützen.

Insgesamt ist es an dieser Stelle jedoch wichtig zu betonen, dass alle Varianten, CO₂-armen Wasserstoff herzustellen – ob grün oder blau – nur konkurrenzfähig sein werden, wenn ein ausreichend starkes CO₂-Preissignal vorliegt, das Unternehmen einen Anreiz gibt, von CO₂-intensiven Energieträgern auf CO₂-armen Wasserstoff zu wechseln. Hierbei ist davon auszugehen, dass sich bei einer reinen CO₂-Bepreisung aufgrund des Kostenvorteils mittelfristig hauptsächlich blauer Wasserstoff durchsetzen würde. Ein schneller Hochlauf von grünem Wasserstoff würde also zusätzliche Fördermaßnahmen erfordern, z.B. durch finanzielle Anreize im Bereich der Industrie, oder, wie auch in der NWS vorgesehen, durch die direkte finanzielle Unterstützung von Elektrolysekapazität.

Global große Kostenunterschiede für Grünen Wasserstoff

Langfristig, zwischen 2030 und 2050, könnten die Kosten für grünen Wasserstoff weiter fallen. Dies gilt insbesondere für die PV-basierte Wasserstoffherzeugung: Länder mit sehr guten Solarpotenzialen, wie z.B. Algerien oder Spanien, erreichen unter zentralen Annahmen bis 2050 Wasserstoffgestehungskosten von rund 1,5 €/kgH₂. Im optimistischen Fall könnten die Kosten sogar auf unter 1 €/kgH₂ fallen. In Deutschland selbst lägen die Kosten von lokal erzeugtem grünem Wasserstoff auf der Basis von Offshore-Strom bei rund 2,4 €/kgH₂ im zentralen und unter 2 €/kgH₂ im optimistischen Fall und damit rund 40% bzw. 50% über denen in den global günstigsten Regionen.

In Folge dessen könnten auch Importe von grünem Wasserstoff über umgewidmete Erdgaspipelines nach Deutschland deutlich günstiger werden. Im zentralen Fall lägen die Bezugskosten für Wasserstoff aus Spanien bei 1,7 €/kgH₂, im optimistischen Fall sogar bei 1,1 €/kgH₂. Importe wären in diesem Fall vorteilhafter als eine inländische Produktion in Deutschland, da der Erzeugungsvorteil Spaniens die Pipeline-Transportkosten nach Deutschland übersteigt. Andere potenzielle, über Pipelines erreichbare Lieferländer sind z.B. Norwegen, mit guten Onshore Wind-Standorten entlang der Küste, oder die Staaten Nordafrikas, die über sehr große, vergleichsweise kostengünstige PV-Potenziale verfügen.

Importe via Schiff lohnen sich hingegen wahrscheinlich auch 2050 nicht, vor allem da große, günstige Erzeugungspotenziale innerhalb Europas und in der direkten Nachbarschaft (Nordafrika) bereits über Gaspipelines angebunden sind, oder alternativ auch über neue Wasserstoffpipelines angebunden werden könnten.

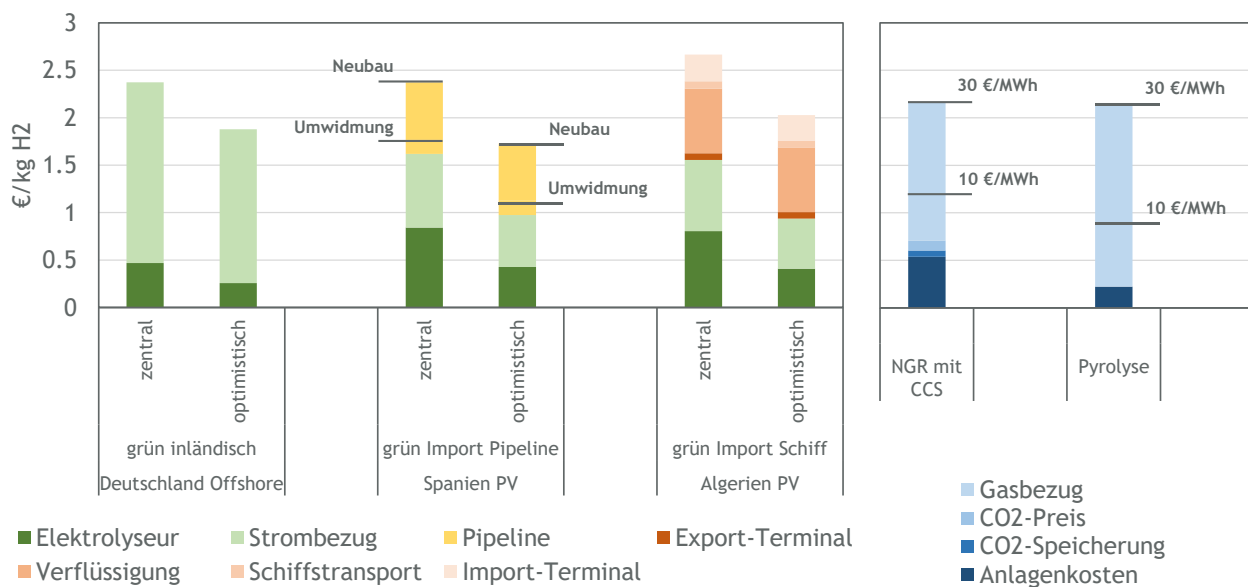


ABBILDUNG 2: KOSTENVERGLEICH WASSERSTOFF (2050)

Zwischen 2030 und 2050 könnte mit der Methanpyrolyse eine weitere erdgasbasierte Wasserstoffherzeugungstechnologie marktreif werden, die potenziell niedrige Wasserstoffgestehungskosten aufweist. Dieser sogenannte türkise Wasserstoff aus der Pyrolyse könnte sich als „Game-Changer“ erweisen (auch wenn Kostenschätzungen aufgrund der geringen technischen Reife naturgemäß mit einer großen Unsicherheit behaftet sind): Bei sehr niedrigen Gaspreisen hätte die Pyrolyse das Potenzial, die Kosten von Wasserstoffimporten über umgewidmete Pipelines zu unterbieten, selbst wenn ein optimistischer Kostendegressionspfad bei Elektrolyse und EE unterstellt wird. Gegenüber grünem Wasserstoff hat die Technologie jedoch den Nachteil, äußerst sensibel gegenüber Schwankungen im Gaspreis zu sein. Bei einem Gaspreis von 30 €/MWh lägen sowohl Pyrolyse als auch Erdgasreformierung + CCS ungefähr auf dem Kostenniveau von lokal erzeugtem grünem Wasserstoff, und über den Kosten für Importe über ungenutzte Pipelines.

Insgesamt lässt sich feststellen, dass grüner Wasserstoff in Deutschland langfristig durchaus konkurrenzfähig sein könnte, insbesondere wenn umgewidmete Erdgaspipelines für Importe aus Regionen mit günstigen EE-Potenzialen zur Verfügung stehen. Erforderlich ist hierfür jedoch, dass der unterstellte starke Rückgang der spezifischen Investitionskosten von EE und Elektrolyseuren auch tatsächlich eintritt.

Wasserstoffimporte aus Europa am kosteneffizientesten

Im Vergleich zum Transport von Erdöl oder Erdgas ist der Transport von Wasserstoff – allein schon aufgrund seiner geringeren volumetrischen Energiedichte – deutlich kostspieliger. Pipelines stellen die kostengünstigste Option für „kürzere“ Strecken dar, z.B. innerhalb Europas oder in der direkten Nachbarschaft. Hierbei gilt, dass umgewidmete, bereits abgeschriebene Erdgaspipelines einen Kostenvorteil gegenüber neu zu errichtenden Wasserstoffpipelines haben.

Um Wasserstoff per Schiff zu transportieren muss dieser entweder verflüssigt, in einen anderen Energieträger wie Ammoniak umgewandelt, oder in einem Trägermolekül wie z.B. Toluol gebunden werden. Letztere werden auch als Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC) bezeichnet. Jedes

der drei Verfahren hat Stärken und Schwächen. Allen gemeinsam ist der Energieaufwand, der für die Konvertierung und die Rückkonvertierung des Wasserstoffs erforderlich ist. Dieser für den Transport erforderliche Schritt treibt die Kosten. Schiffstransporte sind jedoch nur über sehr große Entfernungen günstiger als Pipelinetransporte. Studien zeigen, dass neu gebaute Wasserstoffpipelines für Strecken von unter 2.000 km (IEA 2019) bis 7.000 km (Wang et al. 2020) günstiger sind als eine Verschiffung. Hat man die Möglichkeit, eine bestehende Erdgasleitung umzuwidmen gilt dies sogar für Entfernungen über 10.000 km (Wang et al. 2020). Für die meisten Länder der Welt gilt: innerhalb dieser Entfernungen liegen oftmals Gebiete mit großen und kostengünstigen EE-Potenzialen, die für die Produktion von grünem Wasserstoff in Frage kommen. In vielen Regionen gibt es darüber hinaus bereits bestehende Erdgaspipelines, die diese Gebiete mit potenziellen Nachfragesenken verknüpfen.

Der Vorteil Deutschlands ist seine enge Einbindung in den europäischen Erdgasbinnenmarkt bzw. die Erdgasverbundsystem: wie in den Abbildungen 1 und 2 gezeigt könnten möglicherweise sogar innerhalb der EU, z.B. in Südspanien, größere Mengen grünen Wasserstoffs kostengünstig hergestellt und über umgewidmete Erdgaspipelines bezogen werden. Ein weiterer Vorteil wäre, dass ein Großteil der Wertschöpfungskette damit in der EU verbleiben würde. Unsere Berechnungen zeigen, dass Importe per Schiff aus Übersee für Deutschland in absehbarer Zukunft keine kosteneffiziente Lösung wären.

Auch über Pipelines ist der Transport von reinem Wasserstoff aufgrund der geringeren volumetrischen Energiedichte des Gases immer teurer als der Transport von Erdgas. Sollte blauer (oder türkiser) Wasserstoff in größerem Stil genutzt werden, wäre es ökonomisch effizient wenn die Wasserstoffproduktion in räumlicher Nähe zur Nachfrage stattfindet. Das CO₂ könnte dann lokal gespeichert, oder – wenn dies nicht möglich oder erwünscht ist – an einen geeigneten Ort transportiert und dort gespeichert werden.

Fazit

Blauer Wasserstoff stellt mittelfristig voraussichtlich die kostengünstigste Option zur Bereitstellung von CO₂-armem Wasserstoff dar. Langfristig könnte grüner Wasserstoff jedoch eine kosteneffiziente Bezugsoption darstellen und somit einen wesentlichen Beitrag zur sektorenübergreifenden Dekarbonisierung des Energiesystems leisten. Voraussetzung hierfür ist eine entsprechend starke Kostendegression bei erneuerbaren Energien und Elektrolyseuren über den Zeitraum bis 2050. Dabei ist festzuhalten, dass für Deutschland Wasserstoffimporte über umgewidmete Erdgaspipelines aus Ländern wie Spanien wahrscheinlich die gute Option sein werden, grünen Wasserstoff zu beziehen. Die zusätzlichen Kosten für einen Pipelinetransport nach Deutschland werden hier durch die niedrigeren Wasserstoffgestehungskosten vor Ort überkompensiert. Das gleiche Prinzip gilt für Importe etwa aus Norwegen oder Nordafrika. Der Transport von Wasserstoff innerhalb des europäischen Binnenmarktes hat den Vorteil, dass bestehende Infrastruktur genutzt bzw. vergleichsweise günstiger umgewidmet werden kann.

Importe per Schiff hingegen werden aller Voraussicht nach weder mit Importen via Pipeline, noch mit lokaler Erzeugung in Deutschland wettbewerbsfähig sein. Grund dafür ist vor allem der Energieaufwand, der für die Konvertierung und die Rückkonvertierung des Wasserstoffs erforderlich ist und somit vergleichsweise hohe Kosten verursacht.

Allerdings werden konventionelle Energieträger in Zukunft aller Wahrscheinlichkeit nach nicht einfach durch CO₂-armen Wasserstoff ersetzt. Während CO₂-armer Wasserstoff in direkter Anwendung zukünftig insbesondere regional erzeugt und verbraucht werden könnte, beispielsweise in Europa (und ggf. Nordafrika), wird sich aufgrund hoher Verschiffungskosten wahrscheinlich zunächst kein globaler Markt entwickeln. Vielmehr könnten sich globale Märkte für auf Wasserstoff basierende Produkte (Ammoniak, Methanol) bilden, welche – auch per Schiff – kostengünstiger als reiner Wasserstoff zu transportieren sind.⁷ Aufgrund des begrenzten Potentials für erneuerbare Energien und somit der Produktion von grünem Wasserstoff, besteht für Deutschland und Teile Europas vor diesem Hintergrund die Gefahr, dass sich die Herstellung dieser Grundstoffe ins Ausland verlagern könnte, wodurch ein Teil der Wertschöpfung verloren gehen würde.

⁷ Es gibt bereits Pläne, große Produktionsanlagen für auf CO₂-armen Wasserstoff basierendem Ammoniak in Regionen mit der Option zur CO₂-Speicherung oder guten günstigen Potentialen für erneuerbare Energien zu errichten. So plant z.B. Saudi Arabien den Bau einer Anlage zur Herstellung von mittels blauem Wasserstoff produzierten Ammoniaks, das nach Japan verschifft werden soll (Bloomberg, 2020).

Literatur

Bloomberg (2020): Saudi Arabia sends blue ammonia to Japan in world first shipment, Artikel vom 27.09.2020. URL: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2020-09-27/saudi-arabia-sends-blue-ammonia-to-japan-in-world-first-shipment>.

Brändle, Gregor; Schönfisch, Max; Schulte, Simon (2020): *Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen*, EWI Working Paper Series, 20/04.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi, 2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html>.

Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung) (acatech, 2017): *Sektor-
kopplung. Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems*.

Deutsche Energie-Agentur (dena, 2018): *Energiewende - Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050*.

Dickel, Ralph (2020): Blue hydrogen as an enabler of green hydrogen: the case of Germany. Oxford Institute for Energy Studies (OEIS) Paper: NG 159.

Internationale Energie-Agentur (IEA, 2019): The Future of Hydrogen. OECD Publishing, Paris.

Schulte, Simon, Schlund, David (EWI, 2020): Hintergrund Nationale Wasserstoffstrategie. EWI Policy Brief, 2020. URL: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2020/05/EWI_Policy_Brief_Wasserstoffstrategie_20200519.pdf.

The Boston Consulting Group und Prognos im Auftrag des BDI (BCG/Prognos, 2018): *Klimapfade für Deutschland*.

Wang, Anthony; van der Leun, Kees; Peters, Daan; Buseman, Maud (2020): European Hydrogen Backbone. Studie durchgeführt von Guidehouse im Auftrag von Enagás, Energinet, Fluxys, Gasunie, GRTgaz, ONTRAS, Open Grid Europe, Snam, Swedegas, Teréga, Consorzio Italiano Biogas und European Biogas Association. URL: https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/european-hydrogen-backbone/.