



Sachstand

Verfügbarkeit und Transport von Wasserstoff zur Stahlherstellung

Verfügbarkeit und Transport von Wasserstoff zur Stahlherstellung

Aktenzeichen: WD 8 - 3000 - 031/22
Abschluss der Arbeit: 2. September 2022
Fachbereich: WD 8: Umwelt, Naturschutz, Reaktorsicherheit, Bildung
und Forschung

Die Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestages unterstützen die Mitglieder des Deutschen Bundestages bei ihrer mandatsbezogenen Tätigkeit. Ihre Arbeiten geben nicht die Auffassung des Deutschen Bundestages, eines seiner Organe oder der Bundestagsverwaltung wieder. Vielmehr liegen sie in der fachlichen Verantwortung der Verfasserinnen und Verfasser sowie der Fachbereichsleitung. Arbeiten der Wissenschaftlichen Dienste geben nur den zum Zeitpunkt der Erstellung des Textes aktuellen Stand wieder und stellen eine individuelle Auftragsarbeit für einen Abgeordneten des Bundestages dar. Die Arbeiten können der Geheimschutzordnung des Bundestages unterliegende, geschützte oder andere nicht zur Veröffentlichung geeignete Informationen enthalten. Eine beabsichtigte Weitergabe oder Veröffentlichung ist vorab dem jeweiligen Fachbereich anzuzeigen und nur mit Angabe der Quelle zulässig. Der Fachbereich berät über die dabei zu berücksichtigenden Fragen.

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	4
2.	Bedarf und Herkunft des Wasserstoffes	4
2.1.	Herstellungsverfahren	4
2.2.	Szenarien für Bedarfe und Importanteile	5
3.	Transport des Wasserstoffs	6
3.1.	Schiff	6
3.2.	Transport über Pipelines	7
3.2.1.	Nutzung bestehender Erdgas-Infrastruktur durch Beimischung	7
3.2.2.	Umwidmung bestehender Erdgaspipelines	8

1. Einleitung

Eine aktuelle Studie einer Arbeitsgruppe des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) geht für Deutschland im Jahr 2030 von einem Bedarf an Wasserstoff und seinen Syntheseprodukten von rund 45 bis 100 TWh aus.¹

Ein wichtiger Anwendungsfall für die Nutzung von Wasserstoff ist die Dekarbonisierung der Flachstahlproduktion durch die Umstellung auf das Verfahren der Direktreduktion von Eisenerz. Hierzu sollen beispielweise in Bremen und Eisenhüttenstadt Projekte umgesetzt werden.²

Die industrielle Nutzung von Wasserstoff wirft unter anderem die Fragen auf, in welchen Verfahren und an welchen Standorten Wasserstoff hergestellt werden kann. Mögliche Standortfaktoren sind die Verfügbarkeiten von Elektrolysekapazitäten, von grünem Strom und von aufbereitetem Wasser. Wird der Wasserstoff nicht vor Ort hergestellt, stellt sich zudem die Frage nach den Transportoptionen, insbesondere für den Import. Dieser Sachstand gibt hierzu einen Überblick.

2. Bedarf und Herkunft des Wasserstoffes

2.1. Herstellungsverfahren

„Grüner“ Wasserstoff wird unter anderem als zentraler Baustein zur Dekarbonisierung von Industrieprozessen gesehen. Als „grün“ wird dabei Wasserstoff bezeichnet der im Wege der Elektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energien hergestellt wird.³ Um einer Nutzungskonkurrenz um die Nutzung des Stroms aus erneuerbaren Energien zu begegnen, wird teilweise ergänzend verlangt, dass Überschussstrom oder Strom aus neuen Anlagen genutzt wird.⁴

Die Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff ist aktuell noch sehr begrenzt, da sowohl Elektrolysekapazitäten und diese versorgende erneuerbare Stromerzeugungsanlagen in Deutschland als auch mögliche Importstrukturen erst aufgebaut werden müssen. Als Brückentechnologie zur Ermöglichung eines zügigen Hochlaufs der Wasserstoffwirtschaft wird teilweise die Nutzung bestehender

1 Staib u.a., Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030 Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse, August 2022, S. 22, verfügbar unter: <https://www.aca-tech.de/publikation/wasserstoff/>. Basis sind die aktuellen Szenariostudien verschiedener Institute.

2 Zu den Planungen des Projekts DRIBE 2 vgl. die Medienmitteilung unter <https://stahl-punkt.de/wirtschaft-und-unternehmen/green-steel-arcelormittal-plant-dri-anlagen-in-bremen-und-eisenhuettenstadt/>.

3 Zum Stand verschiedener Elektrolyseverfahren siehe den Sachstand „Zu Potentialen der Wasserstoffherstellung aus erneuerbaren Energien in Deutschland, WD 8-3000-021/20, verfügbar unter: <https://www.bundestag.de/resource/blob/691800/d88233ef64e277febc1c8d23d2776ffb/WD-8-021-20-pdf-data.pdf>.

4 Zu den entsprechenden regulatorischen Diskussionen vgl. den Aktuellen Begriff vom 11.8.2022, „Grüner Wasserstoff – Regulatorischer Rahmen“, https://www.bundestag.de/ButagVerw/W/Ausarbeitungen/Einzelpublikationen/Ablage/2022/Gruener_Wasserst_1660218889.pdf.

Anlagen der Erdgasreformierung im Zusammenhang mit der inländischen Produktion von Ammoniak und Methanol ins Spiel gebracht, wenn diese Syntheseprodukte durch dekarbonisierte Importe vergleichsweise schnell ersetzt werden könnten.⁵

Ein weiterer Ansatz ist die Nutzung von sogenanntem blauem Wasserstoff. Dabei wird Wasserstoff im Wege der Dampfreformierung aus Erdgas hergestellt und das entstehende CO₂ zum Beispiel in alten Erdgasförderstätten unter dem Meer gelagert.⁶

2.2. Szenarien für Bedarfe und Importanteile

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln hat im Auftrag der Cascade Gas-transport GmbH den Wasserstoffbedarf in Ostdeutschland untersucht und daraus Szenarien für den Ausbau der Infrastruktur abgeleitet. Dabei wird auch der Wasserstoffbedarf des Arcelor Mittal Stahlwerks in Eisenhüttenstadt berücksichtigt.⁷ Die Autoren der Studie gehen davon aus, dass der Wasserstoffbedarf so hoch sein wird, dass er nicht vollständig aus lokalen Quellen gedeckt werden kann und im Jahr 2030 eine Wasserstoffmenge in der Größenordnung von einer TWh/Jahr von außerhalb des Landkreises importiert werden müsse.

Eine aktuelle Studie von acatech und Dechema untersucht die angekündigten Projekte für den Bau von Elektrolyse-Anlagen in Deutschland und vergleicht sie mit der Zielmarke des Koalitionsvertrages, der eine Elektrolysekapazität von 10 GW im Jahr 2030 anstrebt, und Schätzungen des Bedarfs an grünem Wasserstoff.⁸ Daraus ergibt sich unter anderem, dass ein ganz erheblicher Teil des grünen Wasserstoffes importiert werden muss.

Dem entsprechend befinden sich derzeit zahlreiche Projekte für den Import von grünem Wasserstoff oder darauf basierender Syntheseprodukte in frühen Stadien der Planung. Beispielhaft seien Kooperationen mit Kanada⁹, Chile¹⁰ oder Australien¹¹ genannt. Eine Studie des Akademienpro-

5 ESYS (Anm. 1), S. 113.

6 Vgl. beispielhaft das Projekt des norwegischen Energieunternehmens Equinor und des deutschen Gasunternehmens VNG in Rostock, <https://www.equinor.de/aktuelles/aktuellesequinor-und-vng-erweitern-die-zusammenarbeit-im-bereich-wasserstoff-ammoniak-und-co2-abscheidung>.

7 https://www.doinghydrogen.com/wp-content/uploads/2022/02/EWI_Studie_Wasserstoffmarkthochlauf_Ostdeutschland_bis_2045.pdf, S. 20 f.

8 https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/Elektrolysekapazitaeten.pdf.

9 <https://www.solarify.eu/2022/08/27/932-wasserstoff-ammoniak-bruecke-kanada-deutschland/>.

10 Z.B. <https://www.haruni.com/#/en>.

11 <https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/kurzmeldungen/de/2022/05/wasserstoff-australien-energiewende-deutschland.html>.

jekts ESYS hat zudem beispielhaft Importpotentiale aus Spanien, der Ukraine, Marokko, Brasilien, Saudi-Arabien und Südafrika analysiert.¹² Die Autoren gehen davon aus, dass Importe von Syntheseprodukten wie Ammoniak innerhalb von rund zwei Jahren und damit zeitlich schneller realisierbar sein werden als der Import von reinem Wasserstoff.¹³

3. Transport des Wasserstoffs

Die genannte ESYS-Studie untersucht verschiedene Transportoptionen für Wasserstoff mit Blick auf ihre technische und wirtschaftliche Realisierbarkeit und ihre energiewirtschaftlichen Auswirkungen.¹⁴

3.1. Schiff

Nach Einschätzung der ESYS-Studie sind beim Transport von flüssigem Wasserstoff per Schiff noch eine Reihe von technischen Herausforderungen bei der Skalierung zu bewältigen, so dass dieser Transportweg erst in 8-10 Jahren mit relevanten Kapazitäten zur Verfügung stehen wird. Hintergrund ist unter anderem, dass flüssiger Wasserstoff bei deutlich niedrigeren Temperaturen transportiert wird als flüssiges Erdgas (LNG), für das eine etablierte Technik zur Verfügung steht.¹⁵

Schneller umsetzbar seien die Herstellung und der Transport von „grünem“ Ammoniak, das aus grünem Wasserstoff und Stickstoff synthetisiert wird. Allerdings führe die Rückgewinnung von Wasserstoff zu Energieverlusten, falls die entstehende Prozesswärme nicht genutzt werden könne. Je nach Reinheitsanforderungen sei auch die Aufreinigung aufwändig.¹⁶

12 ESYS (Anm. 1) Kap. 7.

13 ESYS (Anm. 1), S. 110.

14 ESYS (Anm. 1), Kap. 3.

15 ESYS (Anm. 1), S. 28.

16 ESYS (Anm. 1), S. 30.

3.2. Transport über Pipelines

3.2.1. Nutzung bestehender Erdgas-Infrastruktur durch Beimischung

Eine Beimischung von Wasserstoff bei der Einspeisung in das bestehende Erdgasnetz ist nach den derzeit geltenden technischen Regeln prinzipiell bis zu 10 Volumenprozent möglich. Allerdings ist die Abnahmestruktur des jeweiligen Gasnetzes zu berücksichtigen, da manche Anwendungen nur geringere Anteile an Wasserstoff vertragen.¹⁷

Einer Belieferung eines Endkunden mit Wasserstoff durch das Erdgasnetz stünde vor weiteren technischen Herausforderungen.

Zunächst werden im Erdgasnetz die eingespeisten Moleküle nicht physisch zur Entnahmestelle transportiert, sondern die Belieferung des Kunden erfolgt bilanziell. Hintergrund sind die hydraulischen Verhältnisse, die in verzweigten Netzen einen gezielten physischen Transport bestimmter Moleküle ausschließen. Auch bei einer unidirektional genutzten Verbindungsleitung führen die hydraulischen Verhältnisse dazu, dass eine gezielte Entnahme der Moleküle aus einem bestimmten Einspeisevorgang nicht möglich ist. Vor diesem Hintergrund wäre auch die Messtechnik weiterzuentwickeln, um die eichkonforme Abrechnung von höheren Anteilen an Wasserstoff zu gewährleisten.

Zudem gehen bei der Beimischung die stofflichen Eigenschaften des Wasserstoffes verloren. Für Prozesse, die auf Wasserstoff eines hohen Reinheitsgrades angewiesen sind, wäre ein beigemischter Wasserstoff daher nicht nutzbar. Die Trennung eines Wasserstoff/Erdgas-Gemisches ist zwar durch die Nutzung von Membranen prinzipiell möglich, aber mit erheblichem Aufwand und Verlusten verbunden. Bislang steht hierfür kein Verfahren in industriellem Maßstab zur Verfügung.¹⁸

Ein Forschungsprojekt des Fraunhofer-Instituts für Keramische Technologien und Systeme IKTS hat sich zum Ziel gesetzt, aus einem Wasserstoff/Erdgas-Gemisch Wasserstoff mit einem Reinheitsgrad 90% zu gewinnen. Wasserstoff dieses Reinheitsgrades sei unter anderem für die Nutzung in der Stahlproduktion geeignet.¹⁹

Ein weiteres Forschungsprojekt „H₂-Membran“ zur Trennung von Wasserstoff und Erdgas wird von dem Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) in Kooperation mit der ONTRAS

17 Zur Überarbeitung des DVGW-Arbeitsblatts G 260 siehe Höcher, <https://infracon-service.de/blog/gasbeschaffung-g260/>; die technischen Aspekte der Beimischung von Wasserstoff im Erdgasnetz behandelt die Dokumentation „Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur“ vom 19. August 2022, WD 8-3000 - 046/22.

18 Bundesnetzagentur, „Regulierung von Wasserstoffnetzen - Bestandsaufnahme“, 2020, verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Wasserstoff/Wasserstoffpapier.pdf;jsessionid=118BE080FCD3B27CF2DFC32FCE752D9B?__blob=publicationFile&v=2, S 58.

19 <https://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2021/april-2021/gruener-wasserstoff-transport-im-erdgasnetz.html>.

Gastransport GmbH, der GRTgaz Deutschland, der Mitteldeutschen Netzgesellschaft Gas mbH und ENERTRAG in Prenzlau durchgeführt.²⁰

3.2.2. Umwidmung bestehender Erdgaspipelines

Der Transport von Wasserstoff per Pipeline wird bis zu Distanzen von 4.000 km als kostengünstigste Variante angesehen. Hinzu kommen die Vorteile eines hohen Reinheitsgrades des Wasserstoffes und des höchsten Wirkungsgrades im Vergleich zu anderen Optionen. Eine Herausforderung besteht allerdings darin, eine Wasserstoff-Pipeline hinreichend auszulasten, also sowohl hinreichend Wasserstoff bereitzustellen als auch die entsprechende Nachfrage zu generieren.

Aus diesen Gründen hält die ESYS-Studie die Beimischung von Wasserstoff im Erdgasnetz energetisch und wirtschaftlich nicht für konkurrenzfähig.

Erste Studien gehen davon aus, dass die künftige Wasserstoffinfrastruktur überwiegend aus umgerüsteten Erdgaspipelines bestehen kann und nur zu einem kleineren Teil neu gebaut werden muss. Nach einer Studie im Auftrag des Verbandes der Europäischen Ferngasnetzbetreiber (entsog) seien technisch die Offshore-Pipelines fast vollständig umrüstbar. Bei den Onshore-Pipelines seien mindestens 70 % umrüstbar, dieser Anteil könne sich im Lichte weiterer Untersuchungen noch erhöhen.²¹

Dem Aufbau eines Wasserstoffnetzes widmet sich beispielsweise das Projekt „doing hydrogen“.²² In diesem Rahmen soll unter anderem eine neue Pipeline aus dem Raum Rostock in Richtung Süden gebaut werden, um dort eine Verbindung mit den Verbrauchszentren in Ostdeutschland zu erreichen. Auf diesem Wege könnte auch eine Anbindung von Eisenhüttenstadt erfolgen.

EUGAL ist bislang als Verbindungsleitung vom Anlandepunkt der Pipeline NordStream I in Lubmin zum Netzkopplungspunkt Deutschneudorf an der deutsch-tschechischen Grenze konzipiert. Das bedeutet, dass sie derzeit nur einen Ausspeisepunkt aufweist.²³ Eine Versorgung von Industrieunternehmen auf der Strecke bedürfte daher einer zusätzlichen Anschlussleitung. Da die Leitung mit zwei Strängen ausgestattet ist, erscheint es nicht ausgeschlossen, dass diese ggf. sukzessiv auf Wasserstoff umgestellt werden könnten.

Dies würde unter anderem voraussetzen, dass am Einspeisepunkt Lubmin hinreichende Mengen an Wasserstoff verfügbar wären. Diese könnten entweder aus den Importen über ein noch zu errichtendes Terminal bestehen oder aus Projekten zur Erzeugung von Wasserstoff in der Region

20 <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/dvgw-h2-wasserstoff-forschungsprojekte-broschuere.pdf>, S. 25.

21 Carbon Limits, Re-Stream - Study on the reuse of oil and gas infrastructure for hydrogen and CCS in Europe, 2921, S. vii und 13, verfügbar unter: https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/Re-stream-final-report_Oct2021.pdf.

22 <https://www.doinghydrogen.com/gascade-und-fluxys-kooperieren-bei-wasserstoff-projekten/>.

23 <https://www.fluxys.com/de/company/fluxys-deutschland/nel-eugal>.

stammen. Beispielhaft sei hier ein Projekt genannt, dass ab 2025 in Lubmin Wasserstoff mit Hilfe eines 100 MW-Elektrolyseurs herstellen will.²⁴

* * *

24 <https://www.hh2e.de/aktuelles/hh2e-und-met-group-gruenden-gemeinsame-projektgesellschaft-fuer-die-entwicklung-einer-der-groessten-anlagen-zur-herstellung-von-gruenem-wasserstoff-in-europa-in-lubmin-mecklenburg-vorpommern-deutsch/>.