Versorgungsmöglichkeiten mit blauem Wasserstoff in Deutschland inklusive Evaluation von verschiedenen CO_2-Sequestrierungsmöglichkeiten

Dr. Christoph Nolden, Veronika Lenivova und Prof. Dr. Mario Ragwitz

Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG

Executive Summary

- Für das Jahr 2030 erwartet die Bundesregierung laut Fortschreibung ihrer Nationalen Wasserstoffstrategie einen Wasserstoffbedarf zwischen 95 und 130 TWh, was gegenüber dem heutigen Bedarf von 55 TWh in etwa einer Verdoppelung entspricht.
- Zur Zielerreichung der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 strebt die Bundesregierung eine sichere, nachhaltige und klimaneutrale Wasserstoffversorgung an. Dabei kann insbesondere in der Transformationsphase kohlenstoffarmer, aus Erdgas mit anschließender Kohlenstoffdioxidabscheidung und -speicherung gewonnener (blauer) Wasserstoff einen Teil der Lösung darstellen und den Hochlauf des Kernnetzes unterstützen.
- Blaue Wasserstofftechnologie ist zum einen kurzfristig und zum anderen im industriellen Maßstab verfügbar und kann zu einem sicheren und planbaren Wasserstoff-Hochlauf beitragen.
- Die vorliegende Kurzstudie vergleicht verschiedene Versorgungsketten (Import vs. Inlandsproduktion; CO_2-Speicherung im Ausland vs. Inlandsspeicherung) und zeigt, dass die niedrigsten Kosten bei einer Inlandsproduktion mit CO_2-Speicherung auf dem Festland zu erwarten sind.
- Diese Variante (Inlandsproduktion mit CO_2-Onshore-Speicherung) hat zudem den Vorteil, dass im Vergleich zu den anderen betrachteten Versorgungsketten keine längeren Pipelines (weder für importierten blauen Wasserstoff noch für exportiertes CO_2) gebaut werden müssen, sondern größtenteils auf vorhandene Infrastrukturen zurückgegriffen werden kann, was Planbarkeit und Sicherheit erhöhen kann.
- Zusätzlich trägt eine Inlandsproduktion zur Wertschöpfung innerhalb Deutschlands bei.

Impressum

Kurzstudie zu Versorgungsmöglichkeiten mit blauem Wasserstoff in Deutschland

Institution

Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG
Gulbener Straße 23, 03046 Cottbus

Verantwortlich für den Inhalt des Textes

Dr. Christoph Nolden, christoph.nolden@ieg.fraunhofer.de
Veronika Lenivova, veronika.lenivova@ieg.fraunhofer.de
Prof. Dr. Mario Ragwitz, mario.ragwitz@ieg.fraunhofer.de

Im Austausch mit und unterstützt durch

ExxonMobil Central Europe Holding GmbH
Caffamacherreihe 5, 20355 Hamburg

Bildnachweis

Deckblatt: iStock.com/gleitfrosch

Hinweise

Dieser Bericht einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autorinnen und Autoren gehen davon aus, dass die Angaben in dieser Kurzstudie korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr. Die Darstellungen in diesem Dokument spiegeln nicht notwendigerweise die Meinung der Auftraggeberin wider.

Hintergrund

Die im Juli 2023 veröffentlichte Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS)[1] stellt die konsequente Weiterentwicklung der Nationalen Wasserstoffstrategie aus dem Jahr 2020 dar und definiert Leitplanken für private Investitionen in den Aufbau einer nachhaltigen, wirtschaftlichen, ökologischen sowie sozialen Wasserstoffwirtschaft, die die Erzeugung, den Transport und die Nutzung von Wasserstoff, dessen Derivaten und Wasserstoffanwendungstechnologien umfasst. Der bis 2030 erwartete Gesamtwasserstoffbedarf beläuft sich auf 95 bis 130 TWh und setzt sich aus einem neu entstehenden Wasserstoffbedarf zwischen 40 und 75 TWh sowie dem aktuell bestehenden und durch grauen Wasserstoff gedeckten Bedarf in Höhe von rund 55 TWh zusammen.

Die Bundesregierung legt den Fokus auf den Ausbau inländischer Elektrolysekapazitäten und hat das Ausbauziel von 10 GW bis zum Jahr 2030 in ihrer Wasserstoff-Importstrategie[2] unlängst bekräftigt. Von dem bis 2030 prognostizierten Wasserstoffbedarf können nur rund 30 bis 50 Prozent (zwischen 40 und 50 TWh) über Elektrolyseure in Deutschland hergestellt werden. Die verbleibenden rund 50 bis 70 Prozent (45 bis 90 TWh) sollen über Importe von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten gedeckt werden. Aufgrund begrenzter heimischer Erzeugungspotenziale wird Deutschland langfristig auf Energieimporte angewiesen sein und sich zu den weltweit größten Wasserstoffimporteuren entwickeln. In dem Zusammenhang hat die Bundesregierung zum einen das Ziel formuliert, dass sich Deutschland bis 2030 zum Leitmarkt für Wasserstofftechnologien entwickelt. Langfristig soll zum anderen eine zuverlässige Versorgung mit grünem, auf Dauer nachhaltigem Wasserstoff erreicht werden.

Die formulierten Ziele resultieren in sehr ambitionierten Anforderungen zum Wasserstoff-Markthochlauf, der bei Abnehmern, Erzeugern und Infrastrukturbetreibern zu Unsicherheiten führt und die Hochlaufphase hemmen kann. Deshalb gilt es, neben dem Aufbau von Elektrolysekapazitäten und dem Abschluss von Lieferverträgen für Wasserstoff und Wasserstoffderivate weitere Optionen zuzulassen, die den Markthochlauf unterstützen können.

Die inländische Produktion von blauem Wasserstoff stellt eine dieser Versorgungsoptionen dar. Für den Energieimport greift sie auf bestehende Erdgasinfrastrukturen zurück und verbindet z. B. den Prozess der Dampfreformierung mit der Abscheidung und Sequestrierung des anfallenden CO_2. Die eingesetzte Technologie kann bei hohen CO_2-Abscheideraten CO_2-armen Wasserstoff im industriellen Maßstab zur Verfügung stellen. Dampfreformierung ist ein etablierter Prozess, über den der aktuelle Wasserstoffbedarf von rund 55 TWh nahezu ausschließlich gedeckt wird. Allgemein wird bei blauem Wasserstoff von einer schnell und im großen Umfang verfügbaren Technologie ausgegangen.

Das vorliegende Papier untersucht und bewertet aus ökonomischer Sicht vier verschiedene Versorgungsketten mit blauem Wasserstoff bezüglich der erwarteten Kosten. Zur besseren Vergleichbarkeit wird für alle Versorgungsketten der Einsatz norwegischen Erdgases angenommen. Die Versorgungsketten unterscheiden sich im Produktionsstandort (Produktion in Norwegen oder Deutschland) sowie in der CO_2-Lagerstätte, bei der zwischen Speicherung unter dem Meeresboden (offshore) und auf dem Festland (onshore) differenziert wird. Anschließend werden makro-ökonomische sowie wirtschaftspolitische Aspekte qualitativ diskutiert.

Betrachtete Versorgungsoptionen

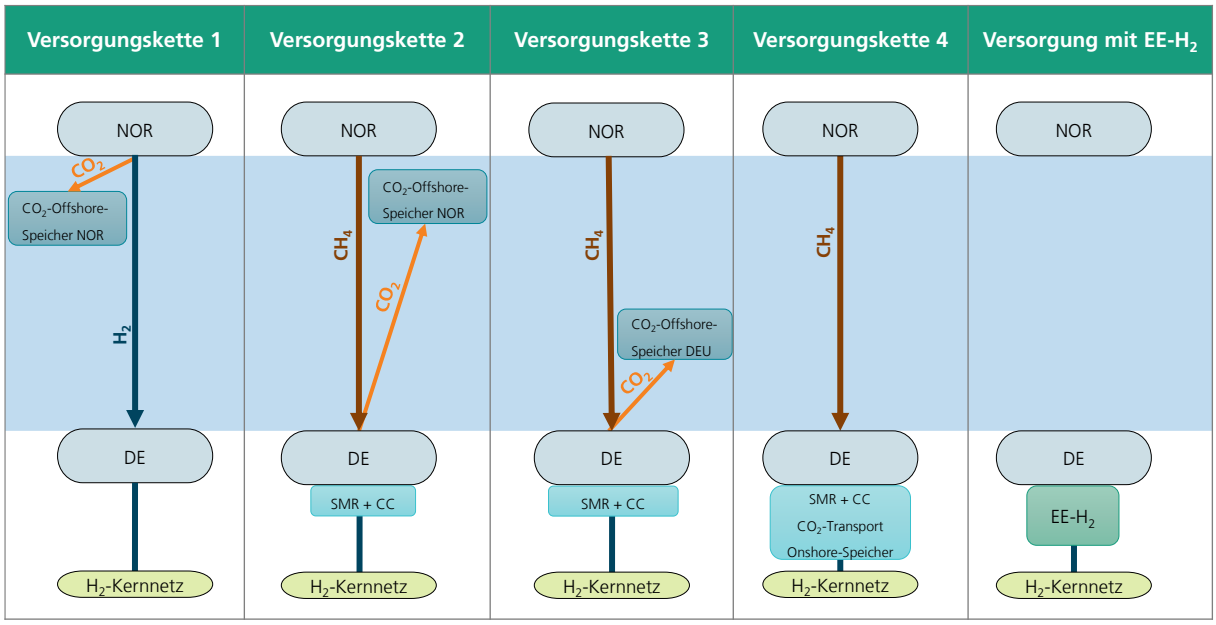
Blauer Wasserstoff kann sich zu einer wichtigen Brückentechnologie und zu einem Rückgrat beim Aufbau und Hochlauf einer kohlenstoffarmem Wasserstoffwirtschaft entwickeln. Fraglich ist, ob blauer Wasserstoff zukünftig im großen Maßstab importiert wird oder ob eine inländische Produktion von blauem Wasserstoff mit Vorteilen für die deutsche Wirtschaft verbunden ist. Im Folgenden werden vier Versorgungsketten miteinander sowie mit der heimischen Produktion von grünem Wasserstoff

[1] BMWK (2023): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie, https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/de/2023/230726-fortschreibung-nws.pdf?__blob=publicationFile&v=1

[2] BMWK (2024): Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/07/20240724-importstrategie-wasserstoff.html

verglichen (siehe Abbildung 1). Als Referenz dient Versorgungskette 1, bei der blauer Wasserstoff in Norwegen produziert und per neuzubauender Pipeline nach Deutschland transportiert wird. Das anfallende CO_2 wird in Norwegen offshore gespeichert. Versorgungskette 2 betrachtet den Erdgasimport aus Norwegen und die Inlandsproduktion von blauem Wasserstoff mit anschließender CO_2-Verbringung nach Norwegen zur dortigen Offshore-Speicherung. Bei Versorgungskette 3 wird Erdgas ebenfalls aus Norwegen bezogen. Der blaue Wasserstoff wird in Deutschland hergestellt und das abgeschiedene CO_2 in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee eingelagert. Im Unterschied dazu untersucht Versorgungskette 4 den Fall, dass die CO_2-Speicherung auf dem deutschen Festland erfolgt.

Abbildung 1. Versorgungsketten für blauen Wasserstoff am Beispiel Norwegen



Vergleich der erwarteten Kosten

In Abbildung 2 sind die im Rahmen dieser Kurzstudie berechneten Kosten für die betrachteten Versorgungsketten 1 bis 4 sowie als Vergleich erwartete Gestehungskosten für grünen Wasserstoff dargestellt. Alle vier Versorgungsketten zeigen eine ähnliche Kostenstruktur und weisen spezifische Kosten von knapp unter 3 €/kg_{H2} auf. Der höchste Kostenanteil entfällt auf die Herstellung von blauem Wasserstoff durch Methan-Dampfreformierung (englisch Steam Methane Reforming – SMR) und schließt den angenommenen Erdgaspreis (Preis von 35 €/MWh gemäß OIES-Prognose für 2030) ein[3]. Dieser Kostenblock unterscheidet sich bei den untersuchten Varianten nicht, weil aus Gründen der besseren Vergleichbarkeit für alle Varianten bzw. Standorte die gleichen techno-ökonomischen Produktionsparameter angenommen wurden.

Versorgungskette 1 (VK 1) betrachtet den Import von blauem Wasserstoff aus Norwegen nach Deutschland. Der Transport erfolgt über eine neu zu bauende Pipeline (zweiter Kostenblock in Dunkelblau), da zu Beginn der 2030er Jahre noch die Notwendigkeit norwegischer Erdgasimporte besteht und von der Umstellung einer vorhandenen Pipeline nicht ausgegangen werden kann. Die CO_2-Transportkosten (dritter Kostenblock in Grau) fallen für Versorgungskette 1 vergleichsweise gering aus, da von einer relativ geringen Entfernung zwischen Wasserstoffproduktion und CO_2-Injektion ausgegangen wird. Die für die Speicherung anfallenden Kosten sind im vierten Kostenblock in Hellblau und die Kosten für CO_2-Zertifikate aufgrund der Restemissionen bei der Wasserstoffproduktion im fünften Kostenblock in Schwarz dargestellt. Der Wasserstoffinlandstransport wird bei allen Varianten nicht betrachtet.

[3] Fulwood M (2024): OIES Energy Transition Scenarios: Impact on Natural Gas Alternative scenarios to 2050 https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2024/06/ET-Scenarios-Report-June-2024-Final-V2-bfp-OIESharvey.pdf

Bei den Versorgungsketten 2 bis 4 (VK 2 bis VK 4) erfolgt die Produktion blauen Wasserstoffs inländisch. Bei Versorgungskette 2 werden die abgeschiedenen CO_2-Mengen per Pipeline nach Norwegen transportiert und dort gespeichert, wohingegen die verbleibenden Varianten eine CO_2-Offshore-Speicherung in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (Versorgungskette 3) bzw. eine CO_2-Onshore-Speicherung auf dem deutschen Festland (Versorgungskette 4)[4] betrachten.

Der weitere Vergleich zeigt, dass Versorgungskette 2 zu höheren Kosten als Versorgungskette 1 führt und gleichzeitig die höchsten Kosten aller Varianten aufweist. Dies ist auf den kapitalintensiven Bau einer CO_2-Pipeline zurückzuführen. Versorgungskette 3 verursacht im Vergleich zu Versorgungskette 1 geringere Kosten, weil zum einen auf den Bau einer Wasserstoffpipeline verzichtet werden kann[5] und sich CO_2 zum anderen aufgrund der geringeren Wassertiefen in Deutschland zu geringen Kosten speichern lässt.

Zu den geringsten Kosten lässt sich blauer Wasserstoff in Versorgungskette 4, also mit Produktion in Deutschland und CO_2-Speicherung auf dem Festland bereitstellen. Die CO_2-Onshore-Speicherung in Deutschland stellt die wirtschaftlich tragfähigste Option dar, weil kein Transport von CO_2 über längere Pipelines erforderlich ist und sich CO_2 schon heute zu deutlich geringen Kosten auf dem Festland als unter dem Meeresboden speichern lässt. Ein weiterer Vorteil der CO_2-Onshore-Speicherung besteht in der relativ kurzen Projektrealisierungszeit von ca. 3 Jahren. Da die CO_2-Onshore-Speicherung nach dem KSpG derzeit noch nicht zulässig ist[6], müsste der benötigte Rechtsrahmen schnell geschaffen werden, damit sich konkrete Projekte bis zur geplanten Inbetriebnahme des Wasserstoffkernnetzes realisieren lassen. Bau und Genehmigung von Anlagen zur CO_2-Offshore-Speicherung benötigen schätzungsweise zwischen 5 und 8 Jahren[7]. Dies führt zu der Einschätzung, dass mit Blick auf eine rechtzeitige Realisierbarkeit CO_2-Onshore-Speicherung forciert werden sollte, obwohl damit weitere Unwägbarkeiten (Zuständigkeit der Länder[8]) verbunden sein könnten.

[4] Wegen der angenommenen unmittelbaren räumlichen Nähe zwischen Produktion und CO_2-Speicherung werden CO_2-Transportkosten vernachlässigt.

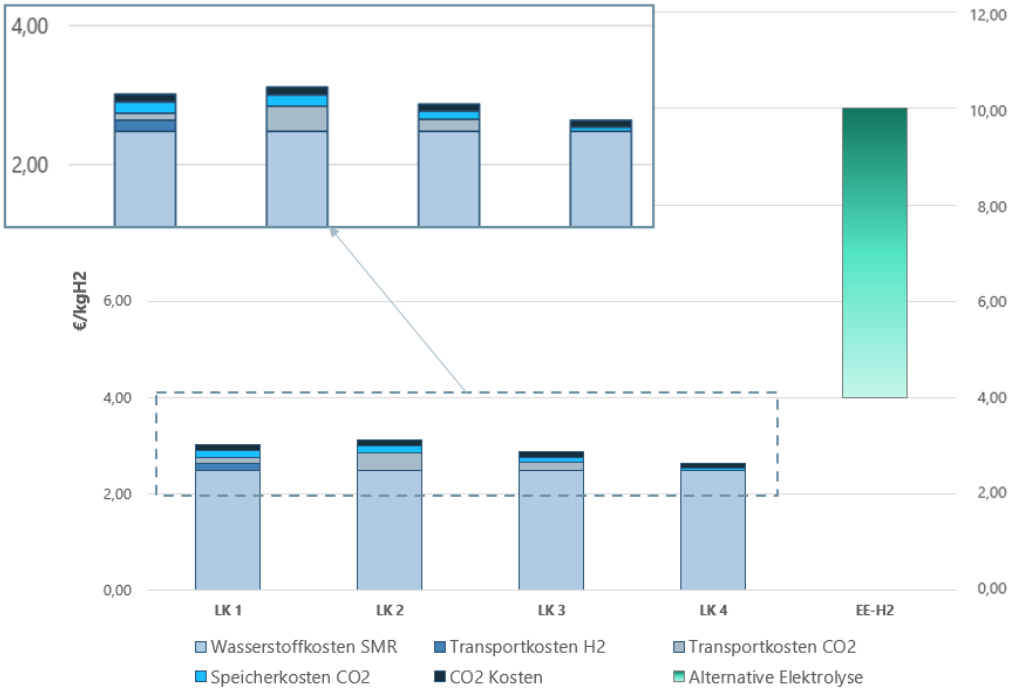
[5] Inwiefern der Bau einer Wasserstoffpipeline abseits der hier betrachteten Szenarios ökonomisch vorteilhaft ist, wurde im Rahmen dieser Kurzstudie nicht betrachtet.

[6] KSpG, BfJ 2012 https://www.gesetze-im-internet.de/kspg/BJNR172610012.html

[7] IEA (2024): CO_2 Transport and Storage, https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/co2-transport-and-storage#tracking

[8] Laut der am 5.7.2024 veröffentlichten Wachstumsinitiative der Bundesregierung können die Bundesländer die Speicherung auf dem Festland beschließen, sobald die im Kabinett beschlossenen Änderungen des KSpG umgesetzt sind.

Abbildung 2: Erwartete Kosten für die Bereitstellung von blauem Wasserstoff (€/kg)



Der abschließende Vergleich zu den erwarteten Kosten der heimischen EE-Wasserstoffproduktion (EE-H_2) zeigt, dass sämtliche betrachtete Varianten blauer Wasserstoffproduktion mit ökonomischen Vorteilen verbunden sind. Die Gestehungskosten für grünen Wasserstoff liegen laut BDI-Prognose und auf der Grundlage der angekündigten Projekte in Deutschland für das Jahr 2030 zwischen 4-10 €/kg[9]. Kostenvorteile werden erst für spätere Jahre erwartet.

Argumente für den Einsatz von blauem Wasserstoff in Deutschland

Unabhängig von den bis zur Inbetriebnahme vorhandenen Wasserstoffbedarfen werden für die Füllung des geplanten Wasserstoffkernnetzes bis zum Jahr 2032 große Mengen an Wasserstoff benötigt. Weil ohne diese Wasserstoffmengen das Kernnetz nicht betrieben werden kann, ist es erforderlich, frühzeitig dafür zu sorgen, dass ausreichende Mengen verlässlich zur Verfügung stehen. Den Berechnungen zum Wasserstoffkernnetz liegen geplante Wasserstoffproduktionsmengen aus Elektrolyseuren von rund 27 TWh zugrunde[10]. Nicht nur mit Blick auf die mit den Ankündigungen dieser Projekte verbundenen Unsicherheiten ergibt sich ein weiterer Bedarf an Wasserstoff, der über Wasserstoffimporte oder über alternative Inlandsproduktionsmöglichkeiten gedeckt werden muss. Blauer Wasserstoff stellt dabei eine verlässliche Option dar und kann die benötigten Mengen bereitstellen. Im Vergleich zu Importen verkleinert der Aufbau einer inländischen blauen Wasserstoffproduktion Unsicherheiten, indem bspw. die Importabhängig auf das Maß von Erdgaslieferungen reduziert wird.

Mit Blick auf den erwarteten CO_2-Fußabdruck kann blauer Wasserstoff die aus der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (RED III)[11] ableitbaren Anforderungen für eine kohlenstoffarme Wasserstoffproduktion erfüllen[12]. Unter Berücksichtigung der Vorkettenemissionen aus norwegischem Erdgas und bei

[9] BDI (2023): BCG-Studie, Grüner Wasserstoff ist deutlich teurer als gedacht.

[10] FNB (2024): Wasserstoff-Kernnetz, https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/

[11] Richtlinie (EU) 2023/2413 - Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EERL/RED III)

[12] Die RED definiert explizite Anforderungen an die Produktion von RFNBO (Renewable Fuels of Non-Biological Origin). Die geforderte Treibhausgasreduktion von 70 % gegenüber bisher eingesetzter Technologie wurde auf die Produktion von Wasserstoff übertragen.

einer Abscheiderate von 90% liegt der Emissionsfaktor bei rund 11,7 g CO_2-äq/MJ H_2 (42 g CO_2-äq/kWh H_2)[13]. Grüner Wasserstoff liegt bei vollständigem Einsatz von erneuerbaren Energien im Vergleich dazu bei rund 6,9 g CO_2-äq/MJ H_2 (25 g CO_2-äq/kWh H_2). Blauer Wasserstoff wird den Emissionsfaktor von grünem Wasserstoff auch bei weiterer Steigerung der Abscheiderate nicht erreichen, unterschreitet die aus der RED III abgeleiteten Anforderungen von 27,3 g CO_2-äq/MJ H_2 (ca. 98,3 g CO_2-äq/kWh H_2)[14] je nach Herkunft des eingesetzten Erdgases[15] jedoch deutlich und stellt unter klimapolitischen Aspekten eine wichtige Option dar, die kurzfristig verfügbar ist und zur schnellen Senkung von Treibhausgasemissionen beitragen kann.

Die vorgestellten Bereitstellungskosten zeigen Vorteile für eine Inlandsproduktion mit CO_2-Speicherung in Deutschland gegenüber dem Import blauen Wasserstoffs aus Norwegen, wobei der Anwendungsfall einer Inlandsproduktion mit Verbringung des CO_2 nach Norwegen die höchsten erwarteten Kosten ausweist. Die geringsten erwarteten Kosten ergeben sich, wenn die inländische Produktion von blauem Wasserstoff mit der Onshore-Speicherung des CO_2 kombiniert wird. Neben diesem Kostenvorteil zeichnet sich diese Variante dadurch aus, dass sich solche Projekte laut Expertenschätzungen innerhalb weniger Jahre umsetzen lassen. Im Gegensatz dazu ist bei den übrigen Varianten mit teils langen Genehmigungs- und Bauzeiten für CO_2 bzw. H_2-Pipelines zu rechnen. Deshalb könnte über die Versorgungsoption Inlandsproduktion mit Onshore-CO_2-Speicherung sichergestellt werden, dass zu Beginn der 2030er Jahre größere Mengen kohlenstoffarmen Wasserstoffs zur Verfügung stehen.

Des Weiteren wurden die Bereitstellungskosten für blauen Wasserstoff auf Basis öffentlich verfügbarer Daten berechnet, d. h. sie beruhen größtenteils auf Annahmen über allgemeine spezifische Kosten. Das bedeutet, dass die sich ergebenden Kosten real umgesetzter Projekte deutlich höher ausfallen können, weil in den zurückliegenden Jahren zu beobachtende Kostensteigerungen vergleichbarer Projekte sowie projektspezifische Gegebenheiten nicht in vollem Umfang berücksichtigt werden konnten. Dies betrifft bspw. auch die unterschiedlichen Wassertiefen in deutschen und norwegischen Nordseegebieten, die für die Speicherung von CO_2 infrage kommen. Die Wassertiefen in deutschen Gewässern liegen größtenteils deutlich unter denen in Norwegen, sodass die angenommenen und in den berechneten Kosten enthaltenen Kosten für die CO_2-Speicherung in Norwegen höher ausfallen können. Dadurch würde sich der Kostenvorteil bei der CO_2-Speicherung in Deutschland noch einmal vergrößern und zusätzliche Anreize für die inländische CO_2-Speicherung setzen.

Die Herstellung von blauem Wasserstoff stellt eine Wertschöpfungsoption dar, die mit positiven Effekten für die heimische Volkswirtschaft verbunden ist. Diese Vorteile könnten sich auf den Arbeitsmarkt, die Steigerung des Bruttoinlandsprodukts sowie eine Erhöhung erwarteter Steuerzahlungen erstrecken. Inwieweit bzw. in welchem Umfang dies der Fall ist, konnte im Rahmen dieser Kurzstudie nicht näher untersucht werden.

Bestehende Hemmnisse blauer Wasserstoffproduktion in Deutschland

Aktuell ist die CO_2-Speicherung in Deutschland noch nicht erlaubt. In ihrer unlängst vorgelegten Wachstumsinitiative[16] hat die Bundesregierung zuletzt unterstrichen, dass die entsprechenden Änderungen im Kohlendioxidspeicherungsgesetz im Kabinett beschlossen sind, und angekündigt, dass diese nun zügig umgesetzt werden und damit die Offshore-Speicherung von CO_2 ermöglicht wird. In dem Zusammenhang verweist sie mit Blick auf CO_2-Onshorespeicherung auf die Bundesländer, die ihrerseits entsprechende Rechtsrahmen zur CO_2-Speicherung auf dem deutschen Festland schaffen können. Die Beseitigung dieser Hürden stellt die wesentliche Voraussetzung für eine blaue Wasserstoffproduktion

[13] Merten, F. & Scholz, A. (2023). Metaanalyse zu Wasserstoffkosten und -bedarfen für die CO2-neutrale Transformation. Wuppertal Institut.

[14] Benchmark graue Wasserstoffproduktion: 91 g CO_2-äq/MJ H_2; Minderungsquote: 70 %. Dem in der Wasserstoff-Importstrategie genannten Grenzwert von 3,4 kg CO_2-äq/kg H_2 (entspricht 102 g CO_2-äq/kWh H_2 und 28,2 g CO_2-äq/MJ H_2) liegt ein Benchmark von 94 g CO_2-äq/MJ H_2 zugrunde.

[15] Wichtig bleibt in dem Zusammenhang die Berücksichtigung der Vorkettenemissionen, die im ungünstigsten Fall (Einsatz von LNG aus den USA) zu einer Überschreitung des Grenzwertes von 27,3 g CO_{2eq}/MJ_{H2} führen kann.

[16] Wachstumsinitiative – neue wirtschaftliche Dynamik für Deutschland vom 5.7.2024, https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Oeffentliche-Finanzen/Bundeshaushalt/bundeshaushalt-2025-und-wachstumsinitiative-2.pdf?__blob=publicationFile&v=3

mit inländischer CO_2-Speicherung dar und sollte zur Ermöglichung der Onshore-Speicherung auch von den Bundesländern zeitnah erfolgen.

Grundsätzlich kann von einer geringen gesellschaftlichen Akzeptanz für die CO_2-Speicherung in Deutschland ausgegangen werden. Zu deren Steigerung können eine intensive Debatte mit den relevanten gesellschaftlichen Akteuren sowie Informationen beitragen, welchen Beitrag blauer Wasserstoff zur Erreichung der Klimaziele kurzfristig leisten kann und dass langfristig davon auszugehen ist, dass grüner Wasserstoff Wettbewerbsvorteile gegenüber blauem Wasserstoff erreichen wird.

Zusammenfassung und Ausblick

Historisch hat Deutschland seinen Energiebedarf im Wesentlichen durch Importe gedeckt. Auch in Zukunft wird Deutschland auf Importe angewiesen sein, weil die Potenziale erneuerbarer Energien beschränkt sind. Allerdings bietet die Produktion von blauem Wasserstoff die Möglichkeit, für einen begrenzten Zeitraum einen Teil der Wertschöpfung aus der Produktion kohlenstoffarmer Energieträger im eigenen Land zu halten. Zudem ist es mit Blick auf die Verfügbarkeit von Wasserstoff insbesondere in der Phase des Markthochlaufs von Vorteil, eigene Produktionskapazitäten im Land zu haben.

Langfristig wird der Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten zwingender Teil der Lösung bei der Transformation der Energieversorgung auf dem Weg in eine klimaneutrale Zukunft sein. Dabei ist jedoch das Potenzial heimischer Wasserstoffproduktionsmöglichkeiten stets technologieoffen zu berücksichtigen.

Neben finanziellen sollten auch geopolitische sowie geostrategische Erwägungen in die Entscheidungsprozesse einfließen. Der Erhalt und die Schaffung inländischer Wertschöpfung sowie ganzer Industriezweige sind von großem Interesse und lassen sich durch inländische Produktionskapazitäten erreichen. Abhängigkeiten von internationalen Lieferketten und Technologien können die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands verringern.

Mit dem Inflation Reduction Act[17] haben die USA deutliche Anreize zum Klimaschutz gesetzt und ein Instrumentarium geschaffen, durch das sich kurzfristig Klimaschutzmaßnahmen kostengünstiger umsetzen lassen. Die USA verfügen im Vergleich zur EU bereits jetzt über niedrigere Energiekosten. Dieser Unterschied in den Energiekosten könnte sich weiter vergrößern, was zu Wettbewerbsnachteilen für Deutschland und Europa führen könnte.

Umso wichtiger ist es jetzt, schnellstmöglich klare und zukunftsorientierte Leitlinien festzulegen. Dabei sollten alle Optionen berücksichtigt werden, die zur Transformation der gesamten Volkswirtschaft benötigt werden. Dabei trägt ein möglichst kostengünstiger Weg in eine klimaneutrale Zukunft zur allgemeinen Akzeptanz in der Bevölkerung bei und reduziert Risiken von Wohlfahrtsverlusten.

[17] Inflation Reduction Act of 2022, Pub. L. No. 117-169, 136 Stat. 1818 (2022)

Anhang – Technisch-ökonomische Inputparameter

	Einheit	Wert	Quelle
Allgemein			
Strompreis	€/MWh_{el}	60	eigene Annahme
Erdgaspreis	€/MWh_{th}	35	OIES 2024
CO_2-Preis	€/t_CO_2	120	interne Datenbank Fraunhofer IEG
WACC	-	8%	interne Datenbank Fraunhofer IEG
Bestehende Infrastruktur			
Total	bcm	42	EUROPIPE
Erdgas-Pipeline EUROPIPE II	bcm	24	EUROPIPE
Erdgas-Pipeline EUROPIPE I	bcm	18	EUROPIPE
EUROPIPE/EUROPIPE II	km	660	EUROPIPE
H_2-Erzeugung			-
SMR CAPEX	€/kW_H_2	805	Durakovic G. et al. 2023
SMR OPEX fixiert	€/kW_H_2	37,8	Durakovic G. et al. 2023
Erdgasverbrauch	kWh_EG/kg_H_2	19,67	Al-Breiki et al. 2023
CO_2-Emissionen	t_CO_2/MWh_H_2	0,27	Al-Breiki et al. 2023
SMR OPEX variabel	€/GJ_H_2	0,05	Durakovic G. et al. 2023
SMR+CCS CAPEX	€/kW_H_2	1204	Durakovic G. et al. 2023
SMR+CCS OPEX fixiert	€/kW_H_2	44,6	Durakovic G. et al. 2023
Erdgasverbrauch	kWh_EG/kg_H_2	27,02	Al-Breiki et al. 2023
SMR+CCS OPEX variabel	€/GJ_H_2	0,07	Durakovic G. et al. 2023
CO_2-Emissionen	kg_CO_2/kg_H_2	4,69	Al-Breiki et al. 2023
Lebensdauer	a	25	Al-Breiki et al. 2023
Volllaststunden	h	0,9	Al-Breiki et al. 2023
Wirkungsgrad		0,7	Al-Breiki et al. 2023
elektr. Energieverbrauch CO_2-Abscheidung	kWh_{el}/t_CO_2	250	Al-Breiki et al. 2023
therm. Energieverbrauch CO_2-Abscheidung	kWh_{th}/t_CO_2	1750	Al-Breiki et a.l 2023
SMR-Erdgasverbrauch	kg_CH_4/kg_H_2	3,5	Zhao et al. 2022
	kWh_CH_4/kg_H_2	43,75	Zhao et al. 2022
CO_2-Emissionen	kg_CO_2/kg_H_2	9	Katebah et al. 2022
CO_2-Emissionen mit CCS	kg_CO_2/kg_H_2	0,81	bei 90% Abscheiderate
CO_2-Emissionen	kg_CO_2/MWh_H_2	270	eigene Annahme
CO_2-Emissionen mit CCS	kg_CO_2/MWh_H_2	27	eigene Annahme
Abscheidungsrate	-	0,9	eigene Annahme
Pipeline-Transport			
CH_4-Pipeline CAPEX	€/m	1500	interne Datenbank Fraunhofer IEG
H_2-Pipeline Umrüstung CAPEX	€/MW/km	106	EHB 2021
H_2-Pipeline onshore neu CAPEX	€/MW/km	267	EHB 2021

H_2-Pipeline offshore neu CAPEX	€/MW/km	500		DNV 2023
H_2-Pipeline, Wattenmeer offshore	M€	650		interne Datenbank Fraunhofer IEG
H_2-Pipeline neu CAPEX	€/m	1700		interne Datenbank Fraunhofer IEG
H_2-Kompression CAPEX	€/MW	15000		DNV 2023
H_2-Pipeline OPEX fixiert	von CAPEX	3%		Kotek et al. 2023
Kapazität H_2-Kompressor	MW_{el}	64		DNV 2023
H_2-Kompressor	€/MW	15000		DNV 2023
H_2-Kompressor	€/kg	0,07		DNV 2023
CO_2-Pipeline CAPEX DN 400	€/MW/km	126	176,4	FfE 2024
CO_2-Pipeline OPEX DN 400	M€/100km/ Jahr	18	25,2	FfE 2024
CO_2-Pipeline CAPEX DN 600	M€/100km	216	302,4	FfE 2024
CO_2-Pipeline OPEX DN 600	M€/100km/ Jahr	30	42	FfE 2024
CO_2-Pipeline CAPEX DN 800	M€/100km	342	478,8	FfE 2024
CO_2-Pipeline OPEX DN 800	M€/100km/Jahr	48	67,2	FfE 2024
CO_2-Pipeline 2,5 mtpa, onshore	€/t_CO_2/100km	3		ZEP 2011
CO_2-Pipeline 2,5 mtpa, offshore	€/t_CO_2/100km	5,17		ZEP 2011
CO_2-Pipeline 20 mtpa, onshore	€/t_CO_2/100km	0,83		ZEP 2011
CO_2-Pipeline 20 mtpa, offshore	€/t_CO_2/100km	1,89		ZEP 2011
CO_2-Pumpen CAPEX		4%		Knoope et al 2015
Lebensdauer	a	50		interne Datenbank Fraunhofer IEG
Speicher				
CO_2-Speicher NOR				
onshore	€/t_CO_2	5	6,7	ZEP 2011
offshore	€/t_CO_2	15	20	ZEP 2011
CO_2-Speicher DE				
onshore	€/t_CO_2	5	6,7	ZEP 2011
offshore	€/t_CO_2	10	13,3	ZEP 2011
CO_2-Speicher CAPEX				
onshore niedrig	M€/Mtpa	13,9	18,5	ZEP 2011
onshore mittel	M€/Mtpa	42,1	56	ZEP 2011
CO_2-Speicher OPEX				
onshore niedrig	M€/a	2	2,7	ZEP 2011
onshore mittel	M€/a	3,1	4,1	ZEP 2011
Lebensdauer	a	40		ZEP 2011

Quellenverzeichnis für die technisch-ökonomischen Inputparameter

OIES 2024	Fulwood M (2024): OIES Energy Transition Scenarios: Impact on Natural Gas Alternative scenarios to 2050 https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2024/06/ET-Scenarios-Report-June-2024-Final-V2-bfp-OIESharvey.pdf
Durakovic G. et al., 2023	Durakovic, Goran; Del Granado, Pedro Crespo; Tomasgard, Asgeir (2023): Are green and blue hydrogen competitive or complementary? Insights from a decarbonized European power system analysis. In *Energy* 282, p. 128282. DOI: 10.1016/j.energy.2023.128282.
Al-Breiki et al., 2023	Al-Breiki, Mohammed; Bicer, Yusuf (2023): Liquified hydrogen vs. liquified renewable methane: Evaluating energy consumption and infrastructure for sustainable fuels. In *Fuel* 350, p. 128779. DOI: 10.1016/j.fuel.2023.128779.
Keipi et al., 2018	Keipi, Tiina; Tolvanen, Henrik; Konttinen, Jukka (2018): Economic analysis of hydrogen production by methane thermal decomposition: Comparison to competing technologies. In *Energy Conversion and Management* 159, pp. 264–273. DOI: 10.1016/j.enconman.2017.12.063.
Zhao et al., 2022	Zhao, P.; Tamadon, A.; Pons, D. Life cycle Assessment of Hydrogen Production via Natural Gas Steam Reforming vs. Biomass Gasification. Preprints 2022, 2022010112. https://doi.org/10.20944/preprints202201.0112.v1
EHB 2021	Jens, Jaro; Wang, Anthony; van der Leun, Kees; Peters, Daan; Buseman, Maud (2021): Extending the European Hydrogen Backbone. A European hydrogen infrastructure vision covering 21 countries. Edited by Gas for Climate. Creos, DESFA, Elering, Enagás, Energinet, Eustream, FGSZ, Fluxys Belgium, Gasgrid Finland, Gasunie, GAZ-SYSTEM, GCA, GNI, GRTgaz, National Grid, NET4GASNordion Energi, OGE, ONTRAS, Plinovodi, Snam, TAG, Teréga. Utrecht.
DNV 2023	DNV (2023) Specification of a European Offshore Hydrogen Backbone [Online]. Available from: https://www.gascade.de/fileadmin/downloads/DNVStudy_Specification_of_a_European_Offshore_Hydrogen_Backbone.
Kotek et al. 2023	Kotek, Peter; Tóth, Borbála Takácsné; Selei, Adrienn (2023): Designing a future-proof gas and hydrogen infrastructure for Europe – A modelling-based approach. In *Energy Policy* 180, p. 113641. DOI: 10.1016/j.enpol.2023.113641.
FfE 2024	Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (2024): Series of articles Carbon Management: How can CO2 be transported? https://www.ffe.de/en/publications/series-of-articles-carbon-management-ccs-how-can-co2-be-transported/
Knoope et al 2015	Knoope, M.M.J.; Ramírez, A.; Faaij, A.P.C. (2015): Investing in CO2 transport infrastructure under uncertainty: A comparison between ships and pipelines. In *International Journal of Greenhouse Gas Control* 41, pp. 174–193. DOI: 10.1016/j.ijggc.2015.07.013.
ZEP 2011	ZEP (2011): The Costs of CO2 Transport. Post-demonstration CCS in the EU. Available online at https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/119811/costs-co2-transport-post-demonstration-ccs-eu.pdf
EUROPIPE	EUROPIPE, https://www.europipe.com/
Katebah et al. 2022	Katebah, Mary; Al-Rawashdeh, Ma'moun; Linke, Patrick (2022): Analysis of hydrogen production costs in Steam-Methane Reforming considering integration with electrolysis and CO2 capture. In *Cleaner Engineering and Technology* 10, p. 100552. DOI: 10.1016/j.clet.2022.100552.