

Studienbericht | August 2024

Perspektiven für die Erzeugung von grünem Wasserstoff in Europa und für H₂-Importe nach Deutschland

Kurzstudie für den Landesverband
Erneuerbare Energien NRW e.V. (LEE
NRW)

Alexander Scholz

Frank Merten

Joschko Kröger

Andreas Pastowski

János Sebestyén

Herausgeberin:

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH

Döppersberg 19

42103 Wuppertal

www.wupperinst.org

Autorinnen und Autoren:

Alexander Scholz

E-Mail: alexander.scholz@wupperinst.org

Frank Merten

E-Mail: frank.merten@wupperinst.org

Joschko Kröger

Andreas Pastowski

János Sebestyén

Bitte die Publikation folgendermaßen zitieren:

Scholz, A., Merten, F., Kröger, J., Pastowski, A., Sebestyén, J. (2024): Perspektiven für die Erzeugung von grünem Wasserstoff in Europa und für H₂-Importe nach Deutschland. Wuppertal Institut.

Inhaltsverzeichnis

1	Hintergrund und Zielsetzung	4
2	Executive Summary	6
3	Der Wasserstoff-Hochlauf in Europa	8
3.1	Politische Zielsetzungen	8
3.2	Wasserstoff-Erzeugung in Europa	11
3.3	Kritische Einordnung	15
4	Perspektiven für Wasserstoff-Importe nach Deutschland	17
4.1	Importe aus Südwest-Europa (Korridor B)	19
4.2	Importe aus der Nordseeregion (Korridor C)	22
4.3	Kritische Einordnung	24
5	Wasserstoff-Importe von außerhalb Europas	25
5.1	Beispiel: Namibia	25
5.2	Beispiel: Saudi-Arabien	26
5.3	Kritische Einordnung	28
6	Exkurs: Ammoniak als Option für die Wasserstoff-Versorgung	29
6.1	Stand der Technik bei Ammoniak-Crackern	29
6.2	Stand der Planungen bei NH ₃ -Importterminals und Crackern	29
6.3	Kritische Einordnung	33
7	Fazit und Ausblick	34
8	Literaturverzeichnis	35

1 Hintergrund und Zielsetzung

Grüner Wasserstoff (H_2) spielt für die klimaneutrale Transformation der Energie- und Rohstoffversorgung eine zentrale Rolle. Die EU und ihre Mitgliedstaaten haben sich daher ambitionierte Zielsetzungen für die Erzeugung und den Einsatz von klimafreundlichem Wasserstoff gesetzt. So sollen bis zum Jahr 2030 rund 20 Mio. Tonnen davon in der EU bereitstehen – jeweils zur Hälfte durch eigene Produktion und Importe aus Nachbarregionen gedeckt (European Commission, 2020). Deutschland als gegenwärtig und perspektivisch größter europäischer Wasserstoff-Verbraucher setzt neben der Errichtung von eigenen Erzeugungsanlagen in noch größerem Umfang auf Importe. Dies gilt in besonderem Maße auch für Nordrhein-Westfalen, das wegen seiner hohen Industriedichte etwa 30 % des deutschen Wasserstoff-Bedarfs nachfragen wird (MWIKE, 2024b). Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, wurden sowohl von der Bundes- als auch der Landesregierung unlängst Importstrategien veröffentlicht.

So rechnet die Bundesregierung in ihrer neuen Importstrategie für das Jahr 2030 mit einem Bedarf an Wasserstoff und Derivaten in Höhe von 95-130 TWh, will 10 GW eigene Elektrolysekapazitäten im Land aufbauen und erwartet einen Importanteil von 50-70% (BMWK, 2024). Gedeckt werden sollen die Importbedarfe durch grünen und kohlenstoffarmen Wasserstoff per Pipeline aus Europa und Anrainerstaaten sowie durch Derivate und Trägermedien per Schiff aus verschiedenen Regionen¹. Die verbleibenden 30-50% sind jedoch nicht allein durch die angestrebte Produktionskapazität von 10 GW abzudecken², sodass entweder mit höheren Importquoten von 77-84% oder mit ergänzend fossiler Erzeugung zu rechnen ist. Auch für NRW sollen Importe die tragende Säule der zukünftigen Wasserstoffversorgung sein: So rechnet die Landesregierung im jüngst veröffentlichten Importkonzept (MWIKE, 2024a) mit rund 30 % des nationalen Bedarfs, sowie in ihrer bislang als Entwurf vorliegenden Energie- und Wärmestrategie (MWIKE, 2024b) mit einer Elektrolyseleistung von 1 GW, womit ca. 7-10 % des Bedarfs in NRW gedeckt werden sollen. Entsprechend geht man davon aus, dass mindestens 90% der Wasserstoffnachfrage über Importe gedeckt werden sollen.

Offen ist jedoch nach wie vor die Frage, aus welchen Ländern bis zum Jahr 2030 tatsächlich Wasserstoff in relevanten Mengen bezogen werden kann. Zwar hat die Bundesregierung hierzu vielfältige Partnerschaften innerhalb und außerhalb Europas geschlossen. Für den Import müssen jedoch nicht nur entsprechende Erzeugungskapazitäten aufgebaut werden, welche sowohl die Eigenbedarfe der jeweiligen Länder bedienen als auch Exporte zulassen, es bedarf auch grenzüberschreitender Transportinfrastrukturen wie Pipelines, Schiffe und Terminals.

Inwieweit andere Länder hierzu absehbar in der Lage sein werden, ist die zentrale Untersuchungsfrage der vorliegenden Kurzstudie. Sie soll beleuchten, wie es derzeit um den H_2 -Hochlauf in Europa und die Erreichung der H_2 -Ziele sowie den

¹ Für den Zeitraum bis 2030 geht die Bundesregierung in der nationalen Wasserstoffstrategie (Bundesregierung, 2023) davon aus, dass die Importe noch überwiegend per Schiff erfolgen müssten.

² Annahmen: Mit 10 GW Elektrolyseleistung, 3000 Volllaststunden und einem Wirkungsgrad von 70 % lassen sich ca. 21 TWh_{H₂} Wasserstoff in Deutschland erzeugen.

Fortschritt von wichtigen Erzeugungs- und Infrastrukturprojekten bestellt ist. Auf dieser Basis soll abgeschätzt werden, welche realistischen Perspektiven für relevante H₂-Importe nach Deutschland bis zum Jahr 2030 bestehen. Konkret wurden die folgenden Analysen durchgeführt:

- 1 | Eine Darstellung der nationalen H₂-Ziele und Strategien von relevanten europäischen Ländern und der EU insgesamt sowie eine Bewertung des gegenwärtigen Stands ihrer Zielerreichung auf Basis von realisierten, im Bau befindlichen und angekündigten H₂-Projekten
- 2 | Eine Analyse und Bewertung wichtiger europäischer H₂-Importrouten und damit verbundener, beispielhafter Infrastruktur- und Erzeugungsprojekte
- 4 | Eine exemplarische Analyse und Bewertung von maritimen Importen aus globalen sweet-spots außerhalb der EU am Beispiel von Namibia und Saudi-Arabien (Ammoniak statt H₂)
- 5 | Ein Ausblick auf Hemmnisse und Perspektiven für H₂-Importe bis zum Jahr 2030 und eine Einordnung in den politischen Kontext.

2 Executive Summary

Die Studienergebnisse lassen sich durch die folgenden **Kernaussagen** zusammenfassen.

Innerhalb Europas haben Deutschland, das Vereinigte Königreich, die Niederlande und Frankreich die ambitioniertesten politischen Zielsetzungen³ für die Wasserstoff-Produktion.

Allerdings unterscheiden sich die jeweiligen Strategien zur Zielerreichung, denn die Wasserstoff-Landschaft in Europa ist hinsichtlich der Produktionsverfahren (“Farben”) sehr heterogen. Auch wenn acht der 12 betrachteten Länder laut ihren Strategien vorrangig auf grünen Wasserstoff setzen, verfolgen mindestens sechs Länder auch Strategien für roten und/oder blauen Wasserstoff. Außerdem übertreffen die angekündigten Projekte in manchen Ländern die politischen Zielsetzungen (insbesondere Spanien).

Innerhalb der EU sind sehr viele Elektrolyse-Projekte in unterschiedlichen Größenordnungen und Realisierungsgraden angekündigt. Stand heute sind mit 2,5 GW allerdings nur rund 6 Prozent des EU-Zielwerts bereits installiert, im Bau befindlich oder mit einer finalen Investitionsentscheidung hinterlegt.

Das Ziel der EU-Wasserstoffstrategie (40 GW Elektrolyse bis 2030) wäre durch eine Realisierung von 40 % der angekündigten Projekte erreichbar. Allerdings werden für das EU-Produktionsziel von 10 Mio. t H₂ in 2030 deutlich höhere Kapazitäten als die angestrebten 40 GW benötigt, selbst wenn diese durchgehend unter Volllast liefern. Für eine vollständig grüne Erzeugung bräuchte man hingegen mindestens die zwei- bis dreifache Gesamtkapazität.

Trotz ehrgeiziger Ankündigungen verfügt kein europäisches Land heute über substantielle Projekte zur H₂-Erzeugung, die bereits installiert sind, sich im Bau befinden oder mit einer finalen Investitionsentscheidung versehen sind.

In allen Ländern gibt es jedoch eine Vielzahl an Projekten, welche die frühe und besonders unsichere Konzeptphase bereits hinter sich gelassen haben. Sollten diese Projekte vollumfänglich realisiert werden, würden die nationalen Ausbauziele für 2030 in Spanien, Niederlande, Dänemark und Schweden weitestgehend erfüllt werden. In anderen Ländern reicht eine Realisierung dieser fortgeschrittenen Projekte nicht aus - hierzu gehören Deutschland, Frankreich und das Vereinigte Königreich. Hier müssten zusätzlich viele Projekte realisiert werden, die sich heute noch in der frühen Konzeptphase befinden, um die nationalen Ziele zu erreichen. Dies gilt auch für Projekte zu blauem Wasserstoff, die noch nicht weiter vorangeschritten sind, als der Ausbau von grünen Kapazitäten. Aus deutscher Perspektive stellt sich mit Blick auf die Versorgungssicherheit und Planbarkeit von Investitionen jedoch nicht nur die Frage, ob die Projekte realisiert werden, sondern auch bis wann dies jeweils gelingt.

³ Spanien kann bald hinzugezählt werden, da seine Regierung das Ausbauziel zuletzt von 4 auf 11 GW Elektrolysekapazitäten erhöht hat, dieses Ziel allerdings noch nicht offiziell beschlossen und in die nationale Strategie übernommen hat.

In Spanien gibt es europaweit die größte Dynamik bei H₂-Projekten. Diese dienen jedoch vorrangig der lokalen Nachfrage und stehen vorerst nicht für Importe nach Deutschland bis zum Jahr 2030 bereit.

Die von Wirtschaftsakteuren angekündigten Vorhaben übersteigen die politischen Zielsetzungen des Landes zum Teil um ein Vielfaches. Die Erzeugung ist jedoch bereits für die lokale Düngemittel- und Stahlindustrie reserviert. Hierzu gehören auch die jüngst durch die Europäische Wasserstoffbank geförderten Projekte.

Infrastrukturell sind die Vorhaben in der Nordseeregion am weitesten vorangeschritten.

Hier liegen bereits Machbarkeitsstudien und Impact-Analysen vor und die Infrastruktur-Projekte befinden sich weitgehend in der Umsetzungsphase. Auch gibt es hier neben den Plänen für deutsche Erzeugungskapazitäten Akteure mit Exportambitionen, wie Dänemark, Schottland und Norwegen. Somit sind Importe bis 2030 aus der Nordsee-Region am wahrscheinlichsten. Allerdings setzt Norwegen für die Lieferung nach Deutschland zunächst auf blauen Wasserstoff.

Importe aus globalen sweet spots wie Namibia und Saudi-Arabien werden zunächst nur einen geringen Beitrag zur Wasserstoffversorgung spielen und sind aus Sicht des Klimaschutzes im Einzelfall zu prüfen.

Aufgrund besserer Transportierbarkeit soll der Wasserstoff aus globalen Regionen vor Ort in Ammoniak umgewandelt werden. Für diesen zeichnet sich jedoch in erster Linie eine direkte Substitution von fossilem Ammoniak ab. Dies ist einerseits aus Effizienz- und Kostengründen vorzuziehen, andererseits fehlt die Cracker-Infrastruktur zur Rekonversion in H₂. Konkrete Planungen für den Aufbau von Ammoniak-Crackern in Deutschland bewegen sich bislang lediglich auf der Ebene von Demonstrationsprojekten, sodass der Beitrag zur stofflichen H₂-Versorgung bis 2030 gering ausfallen wird. Für echten Klimaschutz müssen außerdem parallel zu den geplanten Exportstrukturen klare Schritte zum Umbau der jeweiligen Stromversorgung vor Ort unternommen werden, die in den beiden untersuchten Ländern Namibia und Saudi-Arabien nahezu vollständig auf fossiler Basis steht. Letzteres setzt außerdem auf blauen Wasserstoff und Ammoniak, mit dem signifikante THG-Emissionen verbunden sind und dessen Beitrag zum Klimaschutz im Vergleich zu den grünen Produkten deutlich geringer ausfällt. Insbesondere an globale H₂-Partnerschaften müssen daher hohe Qualitätsanforderungen gestellt werden, die soziale und ökologische Nachhaltigkeitsziele berücksichtigen.

Zusammenfassend zeigt sich, dass gerade im europäischen Ausland einige Länder über ein breites Projektspektrum verfügen. Diese Projekte dienen allerdings in erster Linie der jeweils heimischen Wasserstoffversorgung oder befinden sich noch in unsicheren Projektphasen. Entsprechend zeigt sich, dass mittelfristig zwar Importe möglich sind, aber gerade für den Hochlauf bis 2030 enorme Unsicherheiten bestehen, ob und wann Wasserstoff nach Deutschland und NRW exportiert werden kann. Deutschland als größter H₂-Verbraucher in der EU darf sich daher nicht allein auf andere Länder verlassen, wenn es um die künftige Energie- und Rohstoffversorgung geht. Mehr Eigenproduktion in Deutschland ist damit genauso wichtig wie die verbesserte Kooperation und Kohärenz einer europäischen wie internationalen Wasserstoffwirtschaft.

3 Der Wasserstoff-Hochlauf in Europa

In diesem Kapitel werden zunächst die politischen Zielsetzungen zum Wasserstoff-Hochlauf in Europa beleuchtet. Hierzu gehören sowohl die H₂-Strategie der EU, als auch die H₂-Strategien ausgewählter europäischer Staaten. Im Fokus stehen dabei staatliche Ausbauziele und die jeweils berücksichtigten Produktionsverfahren (Wasserstoff-Farben), Informationen zu Einsatzzwecken und Eigenbedarfen der Länder sowie Exportpläne. Im Anschluss werden die politischen Zielsetzungen auf ihren gegenwärtigen Realisierungsgrad hin untersucht. Hierzu wird eine Analyse des Ausbaus von Wasserstoff-Erzeugungsanlagen sowohl innerhalb der EU als auch einzelner europäischer Länder präsentiert. Dieser Ausbau wird kritisch gegenüber den staatlichen Zielsetzungen eingeordnet.

3.1 Politische Zielsetzungen

Die Europäische Union sieht Wasserstoff als zentralen Bestandteil ihrer Energie- und Klimapolitik an und hat im Jahr 2020 ihre *Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa* veröffentlicht. Auch der in Reaktion auf den russischen Angriffskrieg entwickelte *RePowerEU-Plan* bekräftigt die dortige Zielsetzung und sieht grünen Wasserstoff als wichtiges Element, um unabhängig von fossilen Energieimporten aus Russland zu werden. Ein zentrales Ziel der europäischen Strategie ist der Ausbau der Produktionskapazität von grünem Wasserstoff auf mindestens 6 GW bis zum Jahr 2024 und auf 40 Gigawatt bis 2030, um damit jährlich bis zu zehn Millionen Tonnen H₂ zu produzieren. Darüber hinaus sollen weitere 40 GW Elektrolysekapazitäten in Nachbarregionen der EU errichtet werden, um auf diese Weise insgesamt bis zu 20 Millionen Tonnen H₂ pro Jahr sicherzustellen. Die noch vor dem Angriffskrieg Russlands entwickelte Strategie sieht insbesondere Standorte in der Ukraine sowie in der MENA-Region (Middle East and North Africa) vor.

Abbildung 3-1 zeigt die staatlichen Ausbauziele für Wasserstoff-Erzeugungskapazitäten in ausgewählten, maßgeblichen europäischen Ländern. Die vier Nationen mit den ambitioniertesten Ausbauzielen sind Deutschland, das Vereinigte Königreich, die Niederlande und Frankreich. Allerdings unterscheiden sich die jeweiligen Strategien zur Zielerreichung, denn die Wasserstoff-Landschaft in Europa ist hinsichtlich der Produktionsverfahren ("Farben") sehr heterogen. Zwar streben alle Länder eine Erzeugung mit Strom aus erneuerbaren Energien via Elektrolyse an (grüner Wasserstoff), allerdings setzen mindestens drei Länder hierfür auch auf Strom aus Atomkraftwerken (roter Wasserstoff) oder auf Erdgas in Kombination mit CO₂-Abscheidung (blauer Wasserstoff).

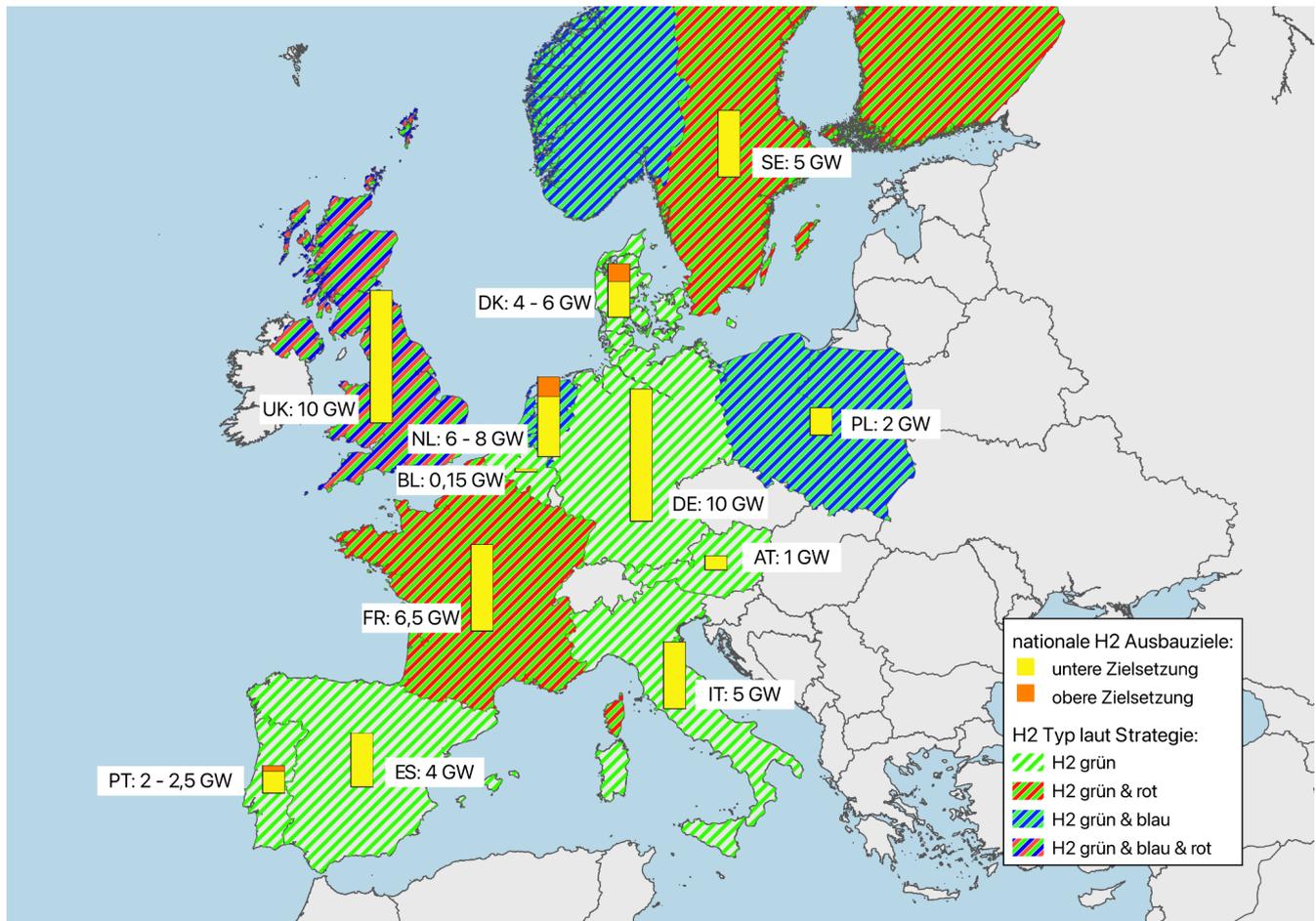


Abbildung 3-1: Staatliche Ausbauziele für Wasserstoff-Erzeugungskapazitäten, unterschieden nach angekündigten Produktionsverfahren (H₂-Farben). Einige Länder haben Bandbreiten für ihre Zielsetzung angegeben, diese sind hier mit zweifarbigen Balken dargestellt. Norwegen nennt keine konkrete Ausbau-Kapazität.

Nachfolgend werden die nationalen Strategien aller Länder mit mindestens 4 GW geplanter Erzeugungskapazität näher beleuchtet.

Die **britische** Wasserstoffstrategie sieht vor, bis 2030 eine Erzeugungskapazität von 10 GW zu installieren. Davon sind 5 GW für grünen Wasserstoff und weitere 5 GW für kohlenstoffarmen, d.h. insbesondere blauen und ggf. roten Wasserstoff geplant. Das Vereinigte Königreich sieht erhebliche, wenngleich nicht näher konkretisierte Eigenbedarfe an Wasserstoff in allen Sektoren, einschließlich Verkehr und Heizen. Dennoch wird angestrebt, ein wichtiger Akteur im globalen Wasserstoffmarkt zu werden und H₂-Exporte anzubieten. Dies gilt insbesondere für Schottland, das sein langfristiges Exportpotential mit 2,5 Mio t H₂ (entsprechend ca. 83 TWh_{H₂}) beziffert und vorzugsweise nach Deutschland liefern möchte, Gespräche zu einer möglichen H₂-Pipeline laufen bereits. Die schottische Strategie sieht ferner vor, bis 2030 5 GW und bis 2045 25 GW an Produktions-Kapazitäten für grünen und CO₂-armen (blauen) Wasserstoff auszubauen (Scottish Enterprise, 2022). Bis 2030 ist daher aus Schottland auch nicht mit größeren H₂-Exportmengen als aus anderen EU-Ländern zu rechnen. Dabei sind potentielle Eigenbedarfe insbesondere im Industrie- und

Verkehrssektor in Höhe von etwa 26 TWh bis 2045 zu berücksichtigen (Ricardo, 2023).

Zentral für die **niederländische** Wasserstoffstrategie ist das National Hydrogen Program (NWP) von 2022, das aus dem National Climate Agreement von 2019 hervorgeht (NWP, 2022). Das Programm sieht vor, bis 2030 im eigenen Land eine Elektrolysekapazität von 6 bis 8 GW zu errichten, welche für eine Produktion von 22 TWh erneuerbarem Wasserstoff sorgen soll. Darüber hinaus wird laut dem Programm bis mindestens 2030 auch eine Erzeugung von blauem Wasserstoff verfolgt. Insgesamt wird mit einem Eigenbedarf laut NWP von 13-31 TWh H₂ bis zum Jahr 2030 gerechnet. Daher setzen die Niederlande auch ab 2025 auf Importe in großem Maßstab, sowohl für die eigene Versorgung als auch für die Weitergabe an Nachbarstaaten, denn die Niederlande wollen sich mit ihrer bestehenden Energie- und Hafeninfrastruktur als zentraler H₂-Hub in Europa positionieren.

Frankreichs Wasserstoffstrategie zielt insbesondere darauf ab, die französische Industrie zu dekarbonisieren und Wasserstoff in der Mobilität als Ergänzung zum Elektroantrieb zu fördern. Dafür soll bis 2030 eine Elektrolysekapazität von 6,5 GW installiert werden, welche den inländischen Wasserstoffbedarf decken soll. Dabei ist zu erwarten, dass zur Erzeugung auch Strom aus Atomkraftwerken genutzt wird, und somit neben grünem auch roter Wasserstoff produziert wird. Die auf nationalen Interessen ausgerichtete Wasserstoffstrategie Frankreichs sorgte in der Vergangenheit für diplomatische Spannungen, da Pläne für eine H₂-Pipeline aus Spanien bis nach Deutschland erst nach anfänglicher Zurückhaltung Frankreichs Zustimmung erfuhren (Bouacida, 2024). Insgesamt scheint Frankreich beim Thema Wasserstoff eine abwartende Haltung einzunehmen, denn verschiedene französische Behörden kommunizierten in der Vergangenheit von den EU-Zielen nach unten abweichende Prognosen hinsichtlich der erwarteten Nachfrage nach Wasserstoff und pessimistischere Einschätzungen beim Zeitplan für den Aufbau von Infrastrukturen (Schmitz-Bauerdick, 2024)

Dänemarks Wasserstoffstrategie sieht vor, bis 2030 eine Elektrolysekapazität von 4 bis 6 GW zu errichten, mit der ausschließlich Wasserstoff aus erneuerbaren Energien produziert werden soll. Es werden zwar keine konkreten Angaben zu Exportzielen oder Eigenbedarf gemacht, dennoch richtet sich die Strategie stark darauf aus, Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen in andere europäische Länder liefern zu können. Aufgrund Dänemarks großen Potentials für Offshore-Windenergie und kurzen Transportwegen wird in der Strategie ein vergleichsweise geringer Wasserstoffpreis angenommen. Als mögliche Exportländer werden hier insbesondere Deutschland und die Niederlande genannt (Danish Ministry of Climate, Energy and Utilities, 2021).

Schweden plant, bis 2030 eine Elektrolysekapazität von mindestens 5 GW zu installieren. Diese soll in erster Linie zur Produktion von grünem Wasserstoff verwendet werden, das Land verfügt aber auch über eine relevante Flotte an Atomkraftwerken und berücksichtigt daher auch andere "fossilfreie" Erzeugungsrouten (d.h. roten Wasserstoff). Schweden hat einen signifikanten Eigenbedarf an Wasserstoff, insbesondere für die heimische Stahlindustrie. Das Land verfolgt zwar durchaus auch Exportpläne für Wasserstoff, dabei werden aber

insbesondere wasserstoffbasierte Produkte wie fossilfreier Eisenschwamm und Stahl als wichtige wirtschaftliche Wachstumsbereiche identifiziert.

Norwegens Wasserstoffstrategie nennt keine konkreten Kapazitätsziele, setzt aufgrund der lokalen Erdgasvorkommen, ausgeprägten CO₂-Lagerstätten und der Erfahrung mit CO₂-Abscheidung jedoch stark auf blauen Wasserstoff. Für die heimische Versorgung der Schwerindustrie und des maritimen Sektors sollen zwar durchaus auch Elektrolyseure errichtet werden, der Fokus bei Exporten liegt jedoch klar auf blauem Wasserstoff (Skj et al., 2023). Damit setzt Norwegen seine bewährte Strategie fort, die heimische Dekarbonisierung durch fossile Exporte zu finanzieren. Eine gemeinsame Machbarkeitsstudie zu einer Wasserstoffpipeline zwischen Deutschland und Norwegen wurde 2023 durchgeführt. Derzeit wird daran gearbeitet, die Rahmenbedingungen für eine FID zu schaffen.

Italiens Wasserstoffstrategie sieht vor, bis 2030 eine Elektrolysekapazität von 5 GW zu installieren. Damit sollen vor allem die inländischen Emissionen in den Sektoren Industrie, Verkehr und Energieversorgung reduziert werden. Italien sieht aber auch Potential im Export von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten. Wegen seiner geografischen Lage und seiner gut entwickelten Hafeninfrastrukturen verfolgt Italien die Ambition, zu einem Knotenpunkt für den Wasserstoffhandel im Mittelmeerraum zu werden. Da die italienische Regierung seit der Veröffentlichung ihrer strategischen Eckpunkte im Jahr 2020 keine Weiterentwicklung herausgegeben hat, werden die Ausbauziele bis 2030 zuweilen angezweifelt (Pauly, 2024).

Spaniens Wasserstoffstrategie sieht vor, bis 2030 eine Elektrolysekapazität von 4 GW zu installieren und ausschließlich grünen Wasserstoff zu erzeugen. Die spanische Regierung hat in 2023 in einem Draft an die EU (EU Commission, 2023) bereits höhere Ausbauziele von knapp 11 GW Elektrolyseleistung in Aussicht gestellt, diese sind bislang jedoch noch nicht offiziell beschlossen. Aufgrund seiner geografischen Lage und der großen erneuerbaren Energieressourcen will das Land zukünftig eine bedeutende Rolle im internationalen Wasserstoffmarkt spielen. Dies schließt den Export von Wasserstoff und wasserstoffbasierten Produkten in andere europäische Länder und darüber hinaus ein. Allerdings hat insbesondere die spanische Industrie einen signifikanten Eigenbedarf an Wasserstoff, der vor allem in der Produktion von Düngemitteln, der Stahlindustrie und in den Raffinerien eingesetzt werden soll. Trotz der überschaubaren politischen Zielsetzung verzeichnete Spanien daher in den letzten Jahren eine besonders hohe Dynamik bei angekündigten Wasserstoff-Projekten durch Wirtschaftsakteure.

3.2 Wasserstoff-Erzeugung in Europa

Um einen Überblick zu erhalten, wie der Wasserstoff-Hochlauf in Europa vorankommt, wurden zunächst zwei aktuelle Datenbanken ausgewertet, die sowohl realisierte als auch angekündigte Projekte zur Wasserstoff-Erzeugung sammeln: Die Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database der International Energy Agency (IEA, 2023b) sowie der Clean Hydrogen Monitor von Hydrogen Europe (2023). Hier wurden unterschiedliche Datenquellen ausgewertet, da sich deren Angaben zum Teil stark unterscheiden.

Abbildung 3-2 zeigt die in Form von Projekten angekündigten bzw. bereits realisierten Elektrolyse-Kapazitäten in der EU⁴. Es wird deutlich, dass der tatsächliche Ausbau noch weit hinter den politischen Zielen zurückbleibt. Zwar umfasst die gesamte Projektpipeline je nach Datenquelle zwischen 77 und 127 GW, wobei die große Spannweite auf eine hohe Unsicherheit über diese Größe hindeutet. Projekte, die mindestens den Status einer Machbarkeitsstudie⁵ erreicht haben, kommen aber auf eine Gesamtkapazität von rund 50 GW. Würden all diese Projekte realisiert, wäre das Ziel für den Anlagenhochlauf innerhalb der EU übererfüllt. Allerdings sind mit rund 2,5 GW nur rund 6 Prozent des Zielwerts für 2030 bereits installiert, im Bau befindlich oder zur Investition freigegeben. Für die Erreichung des Zwischenziels für 2024 müssten all diese Projekte noch im laufenden Jahr finalisiert und um den Faktor 2,4 erhöht werden.

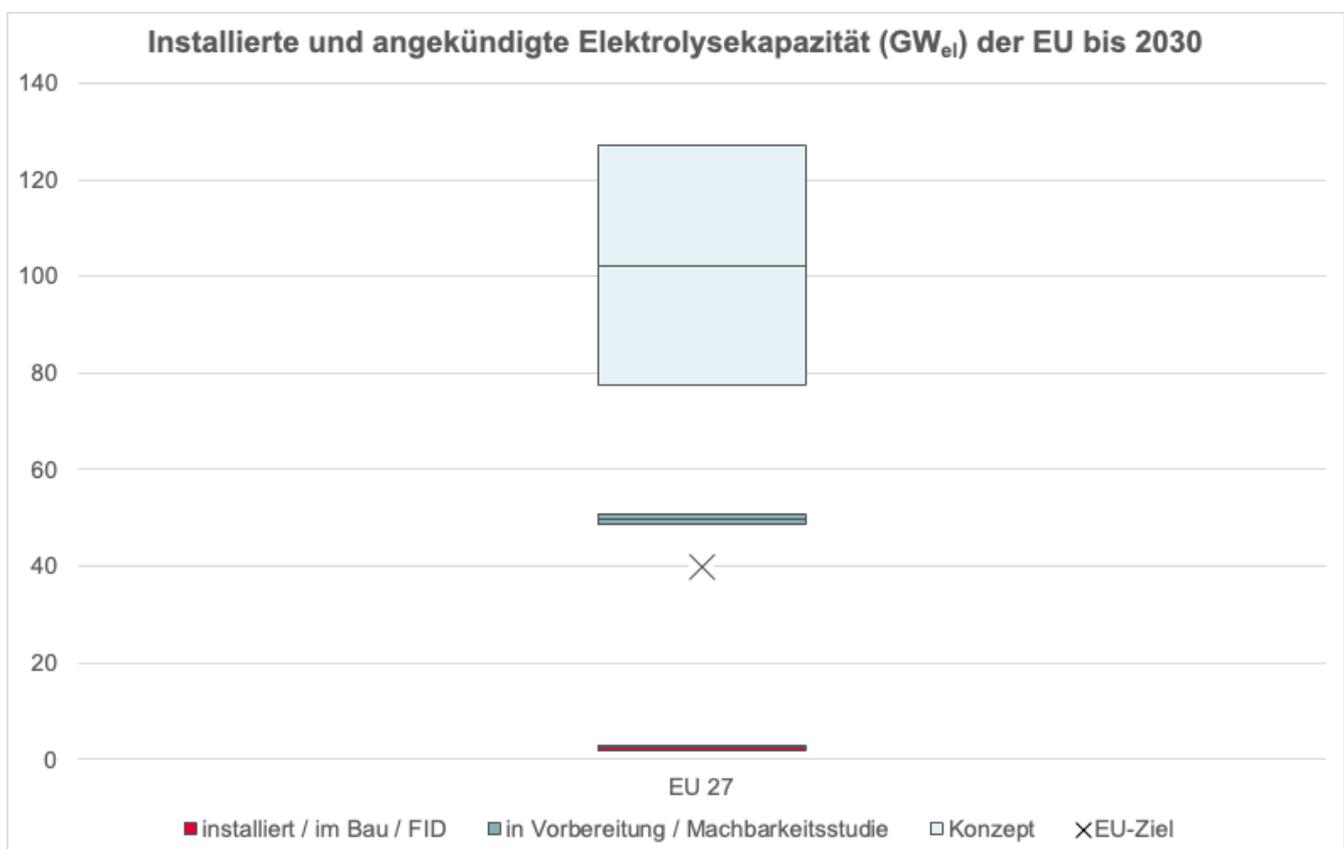


Abbildung 3-2: Kapazitäten von realisierten und angekündigten Elektrolyse-Projekten. Dargestellt sind die Spannweiten und Mittelwerte über zwei Datenquellen (IEA (2023b), Hydrogen Europe (2023)). Die Darstellung für die Projekt-Kategorien erfolgt kumulativ, d.h. “in Vorbereitung / Machbarkeitsstudie” enthält ebenso die Kapazitäten aus “installiert / im Bau / FID”, und “Konzept” umfasst ebenso alle vorgenannten Kategorien.

⁴ Bei IEA (2023b) (jeweils am oberen Ende der Spannweiten) fehlen Daten zu Bulgarien, Kroatien, Luxemburg und Malta. Die Daten zu Hydrogen Europe (2023) umfassen neben der EU auch die Schweiz, Island und Liechtenstein - die in der selben Quelle angegebenen länderspezifischen Kapazitäten von Norwegen und dem Vereinigten Königreich wurden von dem angegebenen Wert für “Europa” (EU 27 plus die fünf genannten Länder) hingegen bereits abgezogen.

⁵ Hydrogen Europe (2023) unterscheidet zwischen Machbarkeitsstudie und Vorbereitungsphase, und ordnet letztere gemeinsam mit den bereits in Bau befindlichen Projekten als fortgeschritten ein. Da die anderen ausgewerteten Quellen eine derartige Unterscheidung jedoch nicht kennen, wurden diese Projektstatus aus Gründen der Vergleichbarkeit im vorliegenden Bericht wie dargestellt zusammengefasst.

Um im nächsten Schritt einen bestmöglichen Überblick zu erhalten, wie der europäische Wasserstoff-Hochlauf in einzelnen Ländern vorankommt, wurden unterschiedliche aktuelle Datenbanken ausgewertet:

- Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database von IEA (2023b)
- Clean Hydrogen Monitor von Hydrogen Europe (2023)
- The European hydrogen market landscape von European Hydrogen Observatory (2024)
- E.On H₂-Bilanz von EWI (2024)
- Electrolytic Hydrogen Production von Hydrogen UK (2023)
- Wasserstoffkompass von acatech und DECHEMA (2024)

Die Auswertungsergebnisse in Abbildung 3-3 verdeutlichen, was sich bereits auf europäischer Ebene abgezeichnet hat - die Realisierung der gesteckten Ziele steht in allen Ländern noch am Anfang. So bewegen sich die Elektrolysekapazitäten aus Projekten, die bereits realisiert sind, sich aktuell im Bau befinden oder für die eine FID vorliegt, für die meisten der betrachteten Länder um eine bis zwei Größenordnungen unterhalb der formulierten nationalen Ziele. Eine Ausnahme bildet hier Schweden mit bis zu 1,4 GW. Deutschland liegt mit bis zu 0,6 GW zwar an dritter Stelle, was jedoch weit entfernt vom erklärten Ziel von 10 GW liegt.

Mit Blick auf Projekte, die zumindest den Status einer Machbarkeitsstudie erreicht haben, zeichnet sich ein stärker differenziertes Bild: Während Spanien bei Realisierung der angekündigten Projekte seine Ziele bereits übererfüllen und mit durchschnittlich 12 GW Elektrolyseleistung die europäische Spitzenposition erreichen würde und die Niederlande sowie Dänemark ihre gesteckten Ziele mit durchschnittlich 6,5 bzw. 3,6 GW in etwa erreichen würden, lägen die übrigen Länder noch deutlich unterhalb der gesetzten Ziele⁶. Deutschland käme auch in dieser Projektkategorie mit durchschnittlich 6,4 GW auf die dritthöchste Elektrolyseleistung unter den betrachteten Ländern hinter Spanien und den Niederlanden, würde seine Ausbauziele jedoch nicht erreichen.

Nimmt man Projekte hinzu, die lediglich einem Konzept-Status zugeordnet werden, so zeigt sich zum Teil eine starke Abweichung zwischen den ausgewerteten Quellen, was inhaltlich mit einer großen Unsicherheit über die Erfolgsaussichten solcher Projekte und einer hohen Dynamik bei Ankündigungen/Absagen korrespondiert. Gerade auch mit Blick auf das Zieljahr der Inbetriebnahme und somit der Planungssicherheit über die Verfügbarkeit. Am stärksten ist dies für Spanien (Spannweite 22 bis 46 GW) und Dänemark (7 bis 18 GW) ausgeprägt. Wenngleich diese Daten daher als nicht sonderlich belastbar eingeschätzt werden können, lässt sich dennoch beobachten, dass mit der Ausnahme von Österreich für alle betrachteten Länder Elektrolyseprojekte in Gesamthöhe der jeweiligen nationalen Ziele oder darüber hinaus angekündigt wurden.

⁶ Belgien würde mit Projekten ab Status "Machbarkeitsstudie" zwar bereits 0,8 GW und damit rechnerisch bereits mehr als das Fünffache seines nationalen Ziels erreichen. Dieses Ziel bezieht sich allerdings nicht auf das Jahr 2030, sondern auf das Jahr 2026, sodass die Zahlen nicht vergleichbar sind.

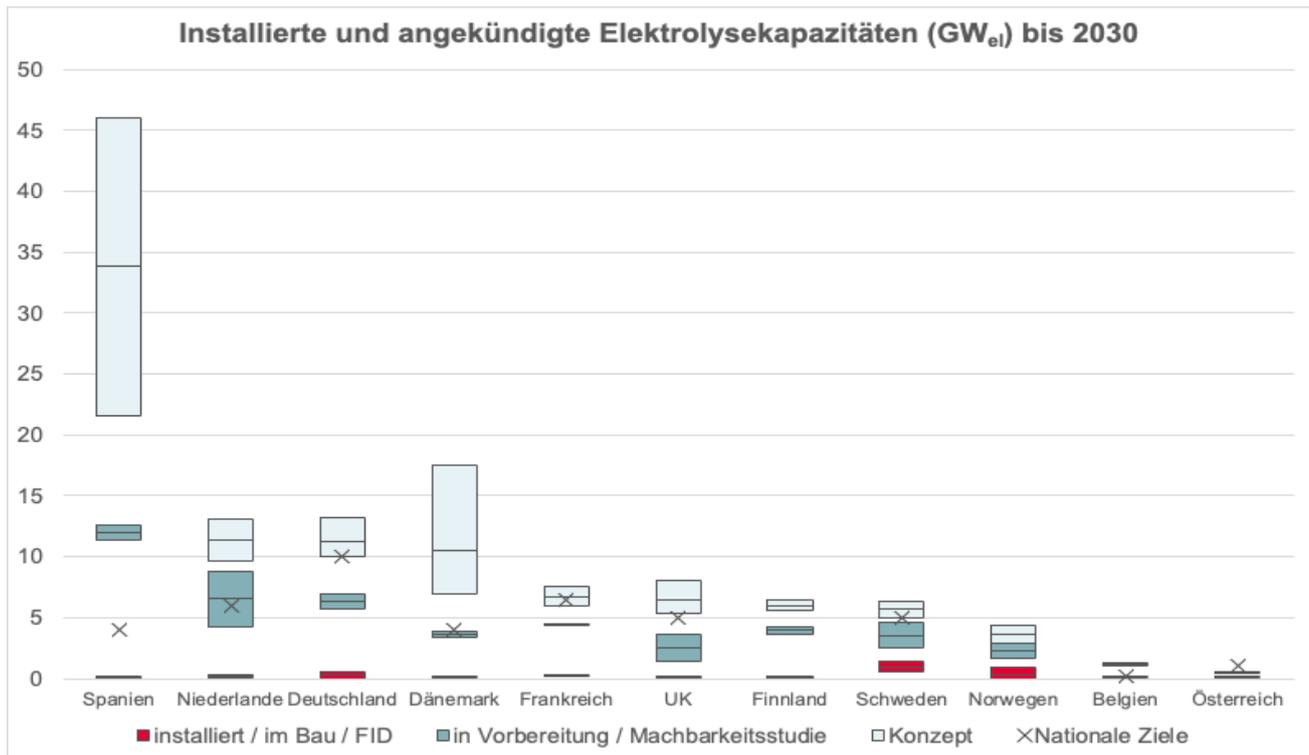


Abbildung 3-3: Kapazitäten von realisierten und angekündigten Elektrolyse-Projekten. Dargestellt sind die Spannweiten und Mittelwerte über unterschiedliche Datenquellen (IEA (2023b), Hydrogen Europe (2023), European Hydrogen Observatory (2024), EWI (2024), Hydrogen UK (2023), Danish Ministry of Climate, Energy and Utilities (2021), sowie für Deutschland Wasserstoffkompass von acatech und DECHEMA (2024)⁷). Die Darstellung für die Projekt-Kategorien erfolgt kumulativ, d.h. "in Vorbereitung / Machbarkeitsstudie" enthält ebenso die Kapazitäten aus "installiert / im Bau / FID", und "Konzept" umfasst ebenso alle vorgenannten Kategorien. Zum Vergleich: nationale (Mindest-) Ziele, sofern vorhanden.

Abbildung 3-4 illustriert die installierten und angekündigten Projekte für blauen Wasserstoff in Europa. Die Auswertungsergebnisse reflektieren weitgehend die nationalen Strategien der beteiligten Länder. Insbesondere das Vereinigte Königreich, die Niederlande und Norwegen heben sich als die zentralen Akteure in Europa im Bereich des blauen Wasserstoffs hervor, denn diese Länder verfolgen gezielt dessen Entwicklung und Implementierung im Rahmen ihrer nationalen Strategien. Dennoch gibt es auch hier kaum Projekte, die bereits installiert sind, sich im Bau befinden oder mit einer finalen Investitionsentscheidung versehen sind. Dies dürfte auch daran liegen, dass für den Transport und die Speicherung des abgeschiedenen CO₂ weitere Infrastruktur wie Terminals, Schiffe, Pipelines und Speicher sowie die Klärung rechtlicher Fragestellungen notwendig sind und sich somit weitere Unsicherheiten ergeben. Bemerkenswert ist ebenfalls, dass laut den analysierten Datenquellen auch in Belgien, Deutschland und Frankreich

⁷ Der Elektrolysemonitor des Wasserstoffkompasses enthält zwar auch Daten zu anderen europäischen Ländern als Deutschland, jedoch sind diese nach eigenen Angaben weniger aktuell und der Fokus liegt auf Deutschland. Aus diesem Grund, und da die Quantitäten für die meisten der betrachteten Länder deutlich unter den anderen Quellen lagen, wurde die Auswertung auf Deutschland beschränkt. Der Projektstatus "in Planung" wurde hier als "Konzept" gewertet, da keine weitere Differenzierung vorlag und dies hinsichtlich der Größenordnung plausibel erschien.

marktwirtschaftliche Akteure Projekte mit Schwerpunkt auf blauem Wasserstoff vorantreiben. Dies geschieht, obwohl diese Länder kein explizites staatliches Ziel für die Erzeugung von blauem Wasserstoff formuliert haben.

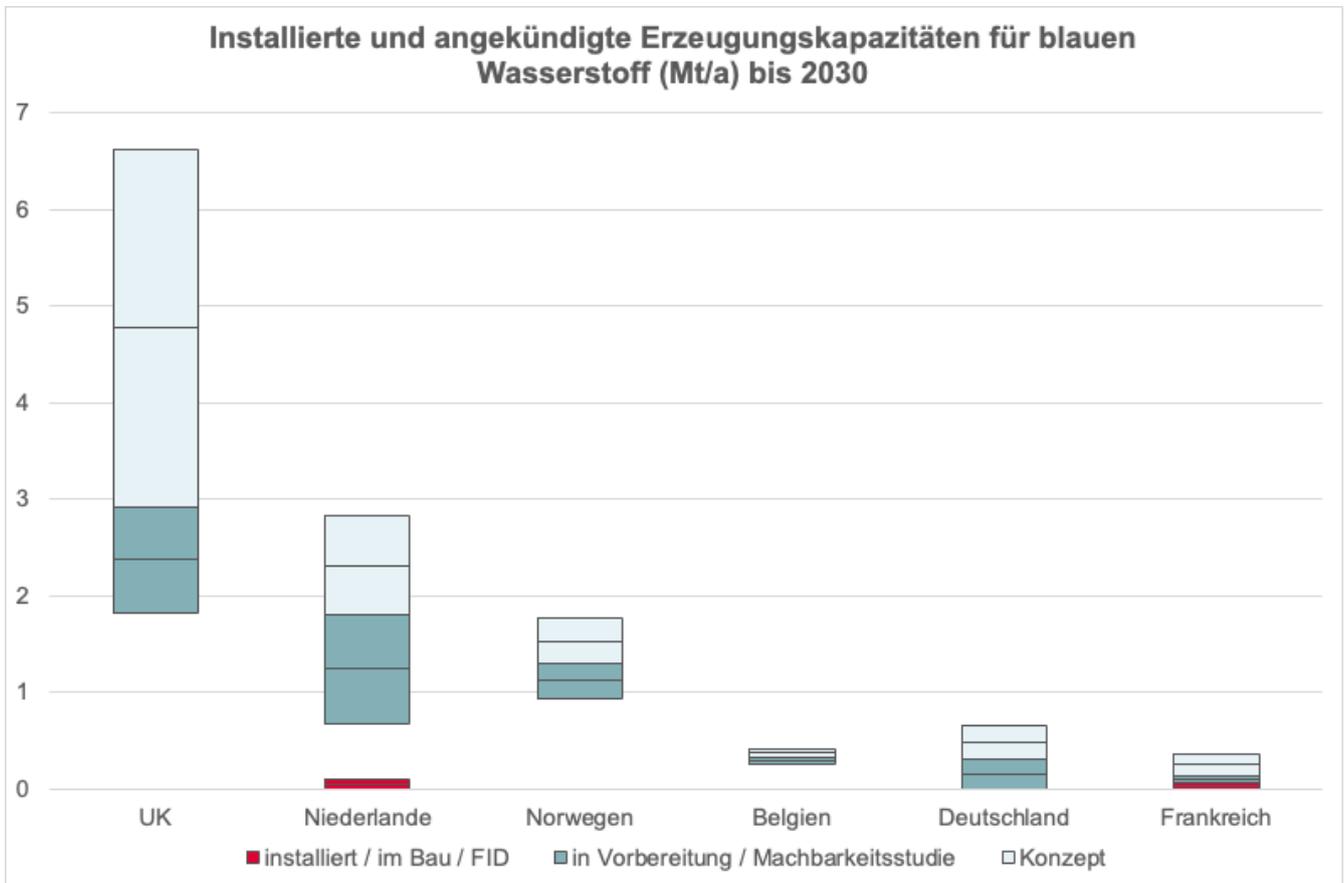


Abbildung 3-4: Kapazitäten von realisierten und angekündigten-Projekten für blauen Wasserstoff. Dargestellt sind die Spannweiten und Mittelwerte über unterschiedliche Datenquellen ((Hydrogen Europe, 2023; IEA, 2023b)). Die Darstellung für die Projekt-Kategorien erfolgt kumulativ, d.h. "in Vorbereitung / Machbarkeitsstudie" enthält ebenso die Kapazitäten aus "installiert / im Bau / FID", und "Konzept" umfasst ebenso alle vorgenannten Kategorien.

3.3 Kritische Einordnung

Zusammenfassend sind innerhalb der EU viele Elektrolyse-Projekte in unterschiedlichen Größenordnungen und Realisierungsgraden angekündigt. Auch wenn nicht davon ausgegangen werden kann, dass alle diese Projekte tatsächlich umgesetzt werden, lässt sich dennoch feststellen, dass das EU-Ziel bereits durch Realisierung von 40 % der konkret angekündigten Projekte bis 2030 erreichbar wäre. Dies erscheint zwar grundsätzlich möglich, allerdings sind Stand heute nur wenige Projekte bereits im Bau oder mit einer finalen Investitionsentscheidung versehen. Dadurch bleibt nicht nur die Frage offen, ob diese Kapazitäten für den H₂-Import nach Deutschland bzw. NRW zur Verfügung stehen werden, sondern auch wann diese Importe tatsächlich, aus Sicht der Versorgungssicherheit, bezogen werden können. Außerdem gilt es zu beachten, dass für die eigentliche Zielsetzung, 10 Mio. t H₂ (entsprechend 330 TWh_{Hu} H₂) innerhalb der EU zu produzieren, sehr

viel größere Kapazitäten als 40 GW benötigt werden⁸. Nicht zuletzt scheint die zweite Zielkomponente, im gleichen Zeitraum weitere 40 GW Elektrolyse in Nachbarregionen der EU zu installieren, in weite Ferne gerückt. Die noch vor dem Angriffskrieg Russlands entwickelte Strategie sieht insbesondere Standorte in der Ukraine sowie in der MENA-Region vor. Dass die Ukraine in den nächsten Jahren für großflächige H₂-Exporte zur Verfügung steht, ist aus heutiger Sicht wegen des anhaltenden Krieges und der zum Teil zerstörten Energie-Infrastruktur nicht zu erwarten. Der Ausbau von H₂-Produktionskapazitäten ist zudem auch in der MENA-Region kein Selbstläufer, wichtige Projekte wie z.B. in Marokko waren in der Vergangenheit immer wieder von Verzögerungen und politischen Spannungen überschattet.

Auch die Länderanalyse bestätigt, was sich bereits auf europäischer Ebene abgezeichnet hat. Kein einziges Land verfügt über substantielle Elektrolyse-Projekte, die bereits installiert sind, sich im Bau befinden oder mit einer finalen Investitionsentscheidung versehen sind. In allen Ländern gibt es jedoch eine Vielzahl an Projekten, welche die frühe und besonders unsichere Konzeptphase bereits hinter sich gelassen haben. Sollten diese Projekte vollumfänglich realisiert werden, würden die nationalen Ausbauziele im Mittel in Spanien, Niederlande, Dänemark, Belgien und Österreich erfüllt werden. In anderen Ländern - hierzu gehören Deutschland, Frankreich, das Vereinigte Königreich und Schweden - müssten jedoch auch viele Projekte aus der Konzeptphase realisiert werden, um die nationalen Ziele zu erreichen. Ebenfalls zeigte die Analyse, dass die häufig als schnell verfügbare Brückentechnologie bezeichnete Erzeugung von blauem Wasserstoff projektseitig noch nicht weiter vorangeschritten ist als der Ausbau von grünen Kapazitäten, sodass eine Realisierung bis 2030 ungewiss ist (Merten & Scholz, 2023).

⁸ Allein diese Kapazitäten reichen für die angestrebte H₂-Produktion von 330 TWh/a nicht aus, da ihre rechnerische Auslastung mit ca. 9750 h/a über der möglichen ganzjährigen vollen Auslastung von 8760 h/a liegen müsste. Die erforderlichen Kapazitäten für eine Auslastung von 4000 h/a (wie zB für offshore Windstrom) betragen ca. 82,5 GW und liegen damit doppelt so hoch.

4 Perspektiven für Wasserstoff-Importe nach Deutschland

Wie in Kapitel 3 aufgezeigt, könnten die nationalen Ziele zum Wasserstoff-Hochlauf durch die bereits angekündigten Projekte in fast allen Ländern zumindest prinzipiell erreicht werden. Für einen Import nach Deutschland bedarf es jedoch nicht nur Erzeugungsanlagen an den jeweiligen Standorten, sondern auch einer leistungsfähigen Transport-Infrastruktur. Wie die Planungen hierfür aussehen und wie weit wichtige Infrastruktur-Projekte bislang gediehen sind, soll in diesem Kapitel beleuchtet werden. Dafür wird zunächst ein Überblick über das im European Hydrogen Backbone (EHB) geplante Wasserstoffnetz für Europa gegeben, wobei der Fokus auf den Transportkorridoren nach Zentraleuropa, bzw. Deutschland liegt. Anschließend werden zwei für Deutschland besonders relevante Routen näher betrachtet und wichtige Infrastruktur-Projekte im Detail untersucht.

Wie in Abbildung 4-1 dargestellt, sieht der EHB fünf Transportkorridore vor, über die künftig Wasserstoff von den Außengrenzen Europas nach Zentraleuropa bzw. Deutschland transportiert und innerhalb Europas verteilt werden sollen.

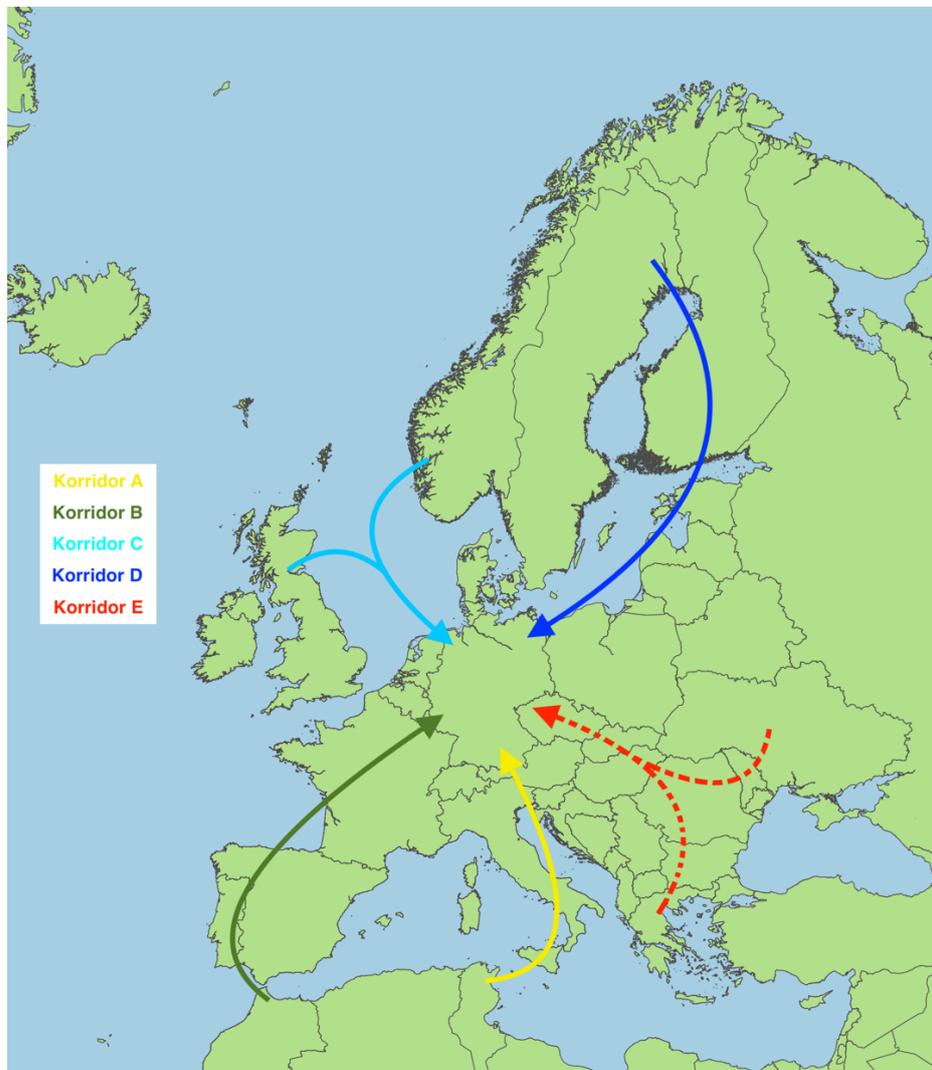


Abbildung 4-1: Übersicht der Importkorridore aus dem European Hydrogen Backbone nach Deutschland. Korridor E ist gestrichelt, da nicht mehr Teil der Importstrategie des BMWK

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von EHB (2023) und (BMWK, 2024).

Korridor A besteht im Wesentlichen aus dem italienischen Hydrogen-Backbone, mit Anbindungen in die Schweiz, sowie nach Österreich und Slowenien, wo er auf Korridor E trifft. Die zwei zentralen Projekte sind hier der SouthH₂ Corridor und der SunsHyne Corridor (Pier Paolo Raimondi, 2024). Beide Projekte werden die entstehende Route aus Nordafrika über Sizilien nach Norditalien nutzen. Während der SouthH₂ Corridor direkt über Österreich nach München laufen soll, macht der SunsHyne Corridor noch einen Umweg über die Slowakei und Tschechien, bevor er ebenfalls in Bayern endet. Beide Pipelines münden in Süddeutschland im geplanten H₂ercules Pipelinennetz.

Korridor B verbindet die großen EE-Potentiale der Iberischen Halbinsel mit dem Rest Europas. Die Wasserstoffnetze Spaniens und Portugals sollen durch eine Pipeline von Celorico da Beira nach Zamora (CelZar) verbunden werden und von Spanien nach Frankreich ist die Untersee Pipeline BarMar (von Barcelona nach Marseille) geplant. Zusammen bilden diese beiden Pipelines den Kern des H₂med Projekts. Die Pipeline BarMar ersetzt eine lange geplante Erdgas-Pipeline über die Pyrenäen (MidCat-Pipeline), die aufgrund ihrer ökologischen Auswirkungen und fehlender Rentabilität aufgegeben wurde (Messad, 2023). Aus Marseille soll die Pipeline dann weiter bis nach Deutschland, in die Nähe von Saarbrücken, führen und unterwegs noch mit geologischen Speicherstätten im Rhonetal verbunden werden, die dabei helfen können, die Balance zwischen Angebot und Nachfrage zu halten. Diese zweite Strecke durch Frankreich entsteht im Projekt HY-FEN. Die Korridore A und B sollen in Zukunft außerdem noch Wasserstoffimporte aus Nordafrika, genauer aus Tunesien und Marokko ermöglichen (GRTgaz, o. J.).

Die großen Potentiale für Windenergie aus der Nordsee werden im **Korridor C** gebündelt. Hier sind Verbindungen zwischen Großbritannien, Norwegen, Dänemark, Deutschland, Belgien und den Niederlanden geplant, sowie Projekte zur Wasserstoffproduktion direkt in der Nordsee, in sogenannten Offshore-Wasserstoff-Windparks. In diesen wird die Energie der Offshore-Windturbinen direkt auf See für die Elektrolyse verwendet und der Wasserstoff über eine Pipeline ans Festland transportiert. Ein zentrales Projekt in diesem Korridor stellt die Aquaductus Pipeline dar. Diese soll von der deutschen Nordseeküste zunächst 200 km, später gut 400 km weit in die See reichen und dort die Produktion von Wasserstoff-Windparks bündeln und ans Festland transportieren. Ebenfalls geplant sind Verbindungen der Aquaductus-Pipeline nach Norwegen und Großbritannien. Sie soll als Kopplungspunkt dienen, wo weitere Offshore-Pipelines in der Nordsee zusammenlaufen können und mit dem Festland verbunden werden. In Deutschland landet die Pipeline in der Region Wilhelmshaven und schließt dort an das Pipelinennetz H₂ercules an. Außerdem sind die geplanten Wasserstoffnetze Belgiens und der Niederlande zentrale Elemente dieses Korridors.

Über den **Korridor D** soll Wasserstoff aus Skandinavien, dem Baltikum und Polen nach Zentraleuropa gelangen. Dabei sind zwei zentrale Routen geplant. Zum einen der Weg über das Festland, durch Finnland, die baltischen Staaten und Polen, zum anderen die Offshore-Route durch die Ostsee nach Deutschland und Dänemark. Die zentralen Projekte sind hier der Nordic-Baltic Hydrogen Corridor (Route 1) und der Baltic Sea Hydrogen Collector (Route 2), welcher ebenfalls die Nutzung der Offshore-Wind Potentiale der Ostsee durch sogenannte 'Energieinseln' beinhaltet. Hier soll die

Energie der umliegenden Offshore-Windparks in der Ostsee gesammelt werden, um Elektrolyseure zu betreiben und grünen Wasserstoff herzustellen. Diese Energieinseln dienen auch als Knotenpunkte für ein zukünftiges Wasserstoffnetz in der Ostsee, was es erleichtern soll, Verbindungen zwischen Schweden, Finnland, Deutschland und Dänemark sowie den baltischen Staaten einzurichten.

Korridor E schafft zu guter Letzt noch eine Verbindung aus Südosteuropa nach Deutschland. Hier gibt es eine zentrale Route⁹, die aus mehreren Teilprojekten besteht, in denen die Verbindungen zwischen den einzelnen Ländern geschaffen werden. Die Route führt von Griechenland über Bulgarien nach Rumänien, dann weiter nach Ungarn, über die Slowakei nach Tschechien und endet in Süddeutschland. Die Abschnitte in der Slowakei und in Tschechien sind ebenfalls Teil des SunHyne Corridor. In Deutschland mündet die Verbindung erneut in das H2ercules Netz. Dieser Korridor ist Teil des EHB, wird jedoch in der aktuellen Importstrategie des Bundes nicht mehr aufgeführt (BMWK, 2024).

4.1 Importe aus Südwest-Europa (Korridor B)

Wegen seiner großen EE-Potentiale gilt die Iberische Halbinsel als eine der großen Produktionsregionen für grünen Wasserstoff in der EU. Auch wenn die politischen Ziele eher moderat gesetzt sind, verdeutlicht die in Kapitel 3 gezeigte Projektlandschaft, welche Rolle vor allem Spanien in einem zukünftigen Wasserstoffmarkt einnehmen könnte. Dazu kommt, dass über die Länder der Region zukünftig auch Importe aus Nordafrika fließen könnten. Dies verstärkt die Notwendigkeit einer stabilen Pipeline-Verbindung der Iberischen Halbinsel mit dem Rest Europas.

Das bedeutendste Infrastruktur-Vorhaben ist H2med (H2med, o. J.). Das Projekt wurde von den Regierungen Portugals, Spaniens und Frankreichs im Oktober 2022 bekannt gegeben und soll die drei Länder mit dem Rest des europäischen Wasserstoffnetzes verbinden. Dazu einigte man sich darauf, eine Pipeline von Celorico da Beira in Portugal nach Zamora in Spanien zu errichten (CelZar). Zudem soll eine Untersee-Pipeline gebaut werden, die durch das Mittelmeer von Barcelona nach Marseille führt (BarMar). Diese zweite Pipeline ersetzt die seit langem geplante, aber vor allem aufgrund des französischen Widerstands bis heute nicht verwirklichte Erdgas-Pipeline MidCat, die ursprünglich durch die Pyrenäen führen sollte. Verantwortlich für H2med ist ein Konsortium aus den vier Übertragungsnetzbetreibern Enagás (Spanien), REN (Portugal), Teréga (Frankreich) und GRTgaz (Europa). Anfang 2023 verkündete die deutsche Bundesregierung ihre Beteiligung und rief das Projekt HY-FEN ins Leben, bei dem eine Verlängerung der Pipeline von Marseille bis nach Deutschland in die Nähe von Saarbrücken erfolgen soll. Im Oktober desselben Jahres schloss sich der deutsche Übertragungsnetzbetreiber OGE dem Konsortium an. Anfang 2024 startete die Arbeit an den Machbarkeitsstudien und der Analyse alternativer Routen für die BarMar Pipeline sowie die Studien zur ökologischen und sozialen Folgenabschätzung des Projekts. Die Förderzusage und die finale Investitionsentscheidung werden 2025 erwartet, die Bauphase ist von 2026

⁹ den Central European Hydrogen Corridor (CEHC)

bis 2029 geplant und bereits 2030 sollen die Infrastrukturen in Betrieb genommen werden.

Beide Pipelines haben einen Durchmesser von 28 Zoll, sollen jedoch bei unterschiedlichem Druck arbeiten, wodurch die BarMar Pipeline mehr als die doppelte Menge Wasserstoff transportieren kann als CelZa. Letztere soll 248 km lang werden und bei 84 Bar Betriebsdruck arbeiten, wodurch sie bis zu 0,75 Mio. Tonnen Wasserstoff pro Jahr transportieren kann. Die BarMar Untersee-Pipeline wird dagegen bei einem Betriebsdruck von 210 Bar arbeiten, was zu einer Transportkapazität von bis zu 2 Mio. Tonnen Wasserstoff pro Jahr führt. Dies entspricht etwa 10% der gesamten für 2030 erwarteten Wasserstoffnachfrage in Europa. Von drei möglichen Routen wurde bereits eine ausgewählt. Die geplante Leitung wird demnach 455 km lang und verläuft in bis zu 2,6 km Wassertiefe. Die voraussichtlichen Kosten liegen bei 350 Mio. Euro für die Pipeline CelZar und 2,5 Mrd. Euro für die Offshore-Pipeline BarMar (Idem, 2024). Die geplanten Bauzeiten liegen bei 22 und 30 Monaten. Abbildung 4-2 gibt einen Überblick über die Zeitplanung des H2med Projekts, Tabelle 4-1 fasst die wichtigsten Eckdaten zusammen.

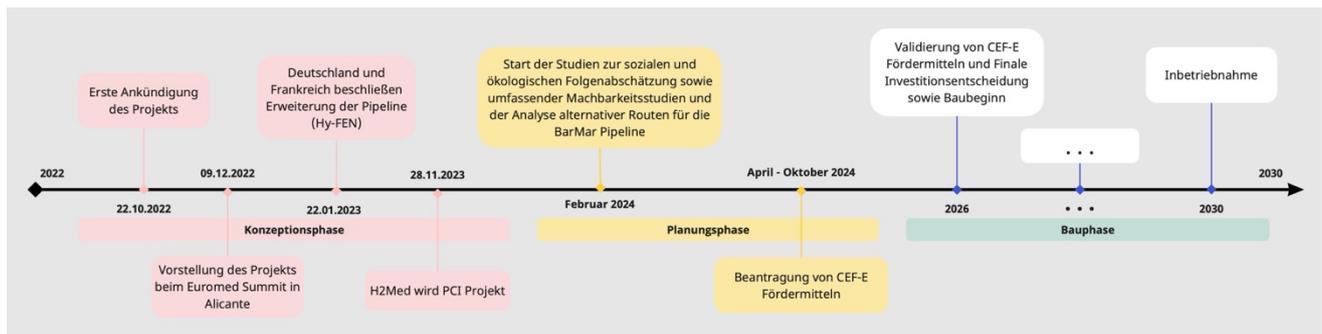


Abbildung 4-2: Meilensteine im Projekt H2med.

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 4-1: Eckdaten des Projektes H2med

Projektpartner:	H2med: Enagás, REN, Teréga, GRTgaz, OGE HY-FEN: GRTGaz
Pipeline(s): <ul style="list-style-type: none"> • Länge: • max. jährliche Transportkapazität: 	<p>Celorico - Zamora (H2med):</p> <ul style="list-style-type: none"> • 248 km (Onshore) • 0,75 Mio. t / a <p>Barcelona - Marseille (H2med):</p> <ul style="list-style-type: none"> • 455 km (Offshore) • 2 Mio. t / a <p>HY-FEN:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1.200 km (Onshore) • 2 Mio. t / a
geplante Inbetriebnahme:	2030
aktueller Projektstatus:	H2med: laufende Studien (Machbarkeitsstudien, Folgenabschätzungen, Analyse alternativer Routen) 2024 gestartet HY-FEN: Machbarkeitsstudien im Juni 2024 gestartet

Für die Erweiterung des Korridors nach Deutschland (HY-FEN) wurden in 2023 vorläufige Machbarkeitsstudien durchgeführt und im Juni 2024 die endgültigen Machbarkeitsstudien in Auftrag gegeben. Verantwortlich für das Projekt ist GRTgaz, der zweitgrößte europäische Gasnetzbetreiber. Die Pipeline wird sich über etwa 1.200 km erstrecken und ebenfalls über eine maximale Transportkapazität von 2 Mio. Tonnen Wasserstoff im Jahr verfügen. Auch dieses Pipeline-Projekt soll in 2030 fertiggestellt sein.

Doch nicht nur bei Planungen für Infrastrukturen, sondern gerade auch beim Aufbau von Elektrolyseur-Kapazitäten gehört Spanien zu den europäischen Vorreitern. Dies hat sich unter anderem bei der ersten Auktionsrunde für Fördermittel zur Wasserstoffproduktion der EU-Kommission gezeigt. Im April 2024 wurde bekanntgegeben, dass 590 der insgesamt 720 Mio. Euro nach Spanien und Portugal fließen werden. Die Fördermittel gehen an insgesamt sieben Projekte, von denen drei in Spanien, zwei in Portugal und jeweils eins in Finnland und Norwegen liegen. Binnen fünf Jahren müssen die Projektträger mit der Produktion von grünem Wasserstoff begonnen haben.

In Spanien sollen die Elektrolyse-Projekte El Alamillo H₂, Hysencia und Catalina realisiert werden. Catalina gehört mit 500 MW Elektrolyseleistung zu den größten Vorhaben und soll sowohl mit Wind- als auch mit PV-Strom versorgt werden¹⁰. Außerdem soll der Standort über eine 221 km lange Pipeline mit einer Anlage zur Ammoniakproduktion an der spanischen Ostküste verbunden werden, wo Fertiberia Düngemittel herstellt. Diese werden Abnehmer für den größten Teil der 247 kt grünem Ammoniak sein, die die Anlage nach ihrer Fertigstellung jährlich produzieren soll. Zusätzlich sind Speichermöglichkeiten für bis zu 300 t Wasserstoff geplant. Baubeginn für die 500 MW Elektrolyse ist 2025 und trotz der Größe des Projekts ist die Inbetriebnahme bereits für 2027 geplant.

El Alamillo H₂ und Hysencia sind mit 60 MW und 35 MW Erzeugungskapazität die kleinsten Projekte, die bei der Auktion gewonnen haben. (Parkes, 2024). Zu El Alamillo H₂ konnten keine Informationen gefunden werden. Hysencia liegt im Nordosten Spaniens und soll mithilfe von PV-Strom bis zu 1.680 t grünen Wasserstoff im Jahr herstellen. Der Baubeginn ist noch für das Jahr 2024 angesetzt. Abnehmer für den Wasserstoff werden der Stahlhersteller ArcelorMittal und erneut Fertiberia sein. Weitere Projekte sind T-HYNET (150 MW Elektrolyse) (REPSOL, o. J.) und der Cartagena large scale electrolyser (100 MW) (Djunisic, 2022), beide gebaut vom spanischen Erdölkonzern Repsol. Auch hier steht die lokale Nutzung des grünen Wasserstoffs in der Industrie im Fokus, Teile sollen auch für die Energiewirtschaft zur Verfügung stehen.

Anhand der genannten Projekte erkennt man, dass aktuell die Eigenversorgung Spaniens mit grünem Wasserstoff im Vordergrund steht. Gerade der Düngemittelhersteller Fertiberia, der bis 2035 klimaneutral werden möchte, ist in vielen Projekten involviert und sichert sich bereits vor Baubeginn Abnahmerechte für den Wasserstoff. Ein weiteres Beispiel hierfür ist der bereits 2022 realisierte 20 MW Elektrolyseur von Iberdrola (Louven, 2022), der gleich neben einer Ammoniak-

¹⁰ 504 MW Wind, 571 MW PV

Fabrik von Fertiberia steht und dessen Produktion bis 2027 verzehnfacht werden soll, um lokal grauen Wasserstoff zu ersetzen. Dass die lokale Nutzung Vorrang gegenüber Exporten haben könnte, sehen auch einige spanische Experten. Bruno Esgalado, Partner bei McKinsey in Madrid, geht im Handelsblatt nicht von H₂-Exporten innerhalb der nächsten 5 bis 10 Jahren aus. Auch Iberdrola Manager Garcá-Tola ist skeptisch und verweist auf lediglich geringe Unterschiede bei den Produktionskosten zu Deutschland in Höhe von 20-30%. Ein weiterer Aspekt, der bei der Wasserstoffproduktion in ariden Gebieten zu bedenken ist, ist der Wasserverbrauch. Gerade in Regionen wie Katalonien, die bereits den Notstand aufgrund von Wasserknappheit ausgerufen haben, könnte für Exportprojekte gesellschaftlicher Widerstand zu erwarten sein. Somit positioniert sich Spanien zwar als Vorreiter der europäischen Wasserstoffwirtschaft, ein verlässlicher Import aus Spanien in 2030 ist jedoch nicht gesichert.

4.2 Importe aus der Nordseeregion (Korridor C)

Der Nordsee kommen gleich zwei zentrale Rollen in der Energiewende zu. Zum einen als Infrastruktur-Knoten, durch den Verbindungen zwischen Skandinavien und Großbritannien sowie dem europäischen Festland, konkret Deutschland, Belgien und den Niederlanden, verlaufen. Zum anderen als Heimat sehr großer Offshore-Windenergie-Potentiale¹¹. Beide Rollen werden im Zuge des Aufbaus einer europäischen Wasserstoffwirtschaft weiter an Relevanz gewinnen. Eine infrastrukturelle Vernetzung der Nordseeanrainerstaaten ist daher für einen europäischen Wasserstoffmarkt essentiell. In 2022 und 2023 wurden zwei Studien (AFRY Management Consulting, 2022; van Wingerden et al., 2023) im Auftrag europäischer Gasnetzbetreiber durchgeführt, welche die Vorteilhaftigkeit von offshore produziertem Wasserstoff in Kombination mit Pipeline-Transport hervorheben und damit die Grundlage für die wichtigsten H₂-Projekte in der Nordseeregion geschaffen haben.

Ein zentrales Vorhaben ist die AquaDuctus Pipeline, geplant und betreut von der AquaVentus Initiative. Dabei handelt es sich um ein internationales Konsortium, bestehend aus Unternehmen wie bp, Iberdrola, RWE und Shell, den Netzbetreibern Gascade und Gasunie sowie Forschungsinstituten wie Fraunhofer IFAM und DLR. Das übergreifende Ziel der AquaVentus Initiative ist es, eine Gesamtleistung von 10 GW in Offshore-Wasserstoff-Windparks in der Nordsee zu errichten, deren Produktion in Pipelines zu bündeln und weiter ans europäische Festland zu transportieren.

Das Infrastruktur-Projekt AquaDuctus umfasst zwei Schritte. In Phase 1 soll zunächst eine Untersee-Pipeline 200 km weit in die Nordsee gebaut werden, um das Windvorranggebiet SEN-1 in der deutschen Bucht zu erreichen. Zusätzlich werden für die weitere Anbindung ans Netz etwa 100 km Pipeline an Land benötigt. In dem Gebiet SEN-1 sollen die ersten Offshore-Wasserstoff-Windparks entstehen. Die Ausschreibungen durch das BMWK sollen dafür noch in 2024 starten. Für dieses Gebiet ist eine Erzeugungleistung von 1 GW geplant. In Phase 2 soll die Offshore-

¹¹ Aktuelle Pläne der Nordseeanrainerstaaten zeigen ein Potential von 89 GW_{el} an Offshore Windkapazität in über 100 km zur Küste. Dediziert für Offshore-Wasserstoffproduktion eingesetzt könnten so 300 TWh grüner Wasserstoff bereitgestellt werden (van Wingerden et al., 2023).

Pipeline um weitere 220 km verlängert werden und die gesamte deutsche ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) erschließen. Außerdem soll diese verlängerte Pipeline perspektivisch als Knotenpunkt für weitere Pipelines aus Norwegen und Großbritannien dienen. Konkret plant bspw. das Projekt H2T (Gascos & Equinor, 2024), in dem eine direkte Pipeline von Norwegen nach Deutschland durch die Nordsee errichtet werden soll, die AquaDuctus Pipeline für den letzten Streckenabschnitt ans Festland zu nutzen.

Die Studien zur technischen Machbarkeit sowie zur ökologischen und sozialen Folgenabschätzung von AquaDuctus wurden bereits in 2021 und 2022 durchgeführt. Die Pipeline soll Bestandteil des deutschen H₂-Kernnetzes (FNB Gas, 2023) werden und ist seit Anfang 2024 als IPCEI¹² von der EU notifiziert. Im Juli 2024 wurde dem Projekt im Rahmen der sogenannten H₂Infra-Welle von Minister Habeck der vorzeitige Maßnahmenbeginn gewährt (Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz, 2024), sodass der Cascade Geschäftsführer unmittelbar konstatierte: "Die Umsetzung der ersten Offshore-Wasserstoff-Pipeline wurde damit gestartet" (Arne Kupetz, 2024). Für den Park SEN-1 und den ersten Abschnitt der AquaDuctus Pipeline ist die Inbetriebnahme für das Jahr 2030 geplant. Die Erweiterung der Pipeline in Phase 2 soll bis 2035 erfolgen.

Abbildung 4-3 gibt einen Überblick über die Zeitplanung des AquaDuctus Projekts, Tabelle 4-2 fasst die wichtigsten Eckdaten zusammen.

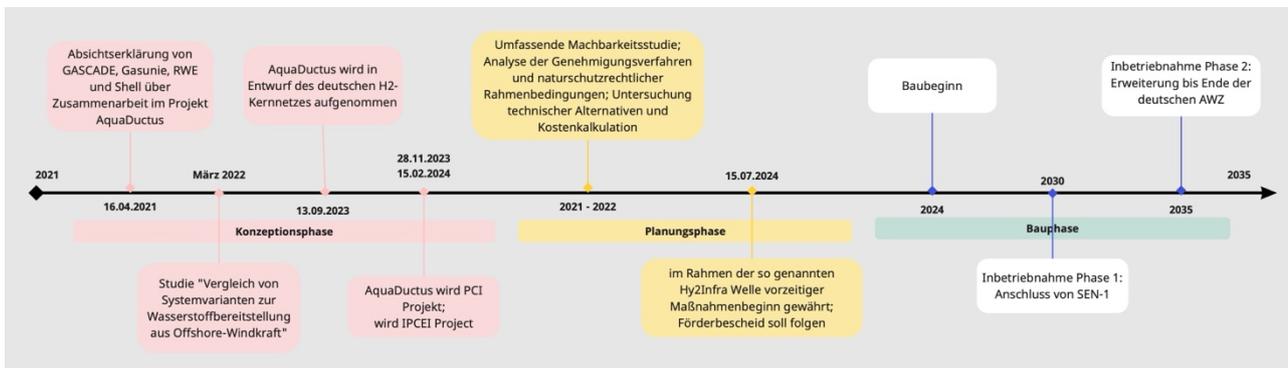


Abbildung 4-3: Meilensteine im Projekt AquaDuctus.

Quelle: Eigene Darstellung

¹² Important Project of Common European Interest

Tabelle 4-2: Eckdaten des Projektes AquaDuctus

Projektpartner:	Gascade, fluxys, (Aquaventus-Initiative)
Pipeline(s): <ul style="list-style-type: none"> • Länge: • max. jährliche Transportkapazität: 	Phase 1: <ul style="list-style-type: none"> • 200 km (Offshore), 100 km (Onshore) • 1 Mio. t / a Phase 2: <ul style="list-style-type: none"> • 220 km (Offshore) • 1 Mio. t / a
geplante Inbetriebnahme:	Phase 1: 2030 Phase 2: 2035
aktueller Projektstatus:	Am 15.07.24 wurde vorzeitiger Maßnahmenbeginn gewährt. Ausschreibungen für Wasserstoff-Windpark SEN-1 sollen 2024 noch starten.

Quellen: AquaDuctus (o. J.), Kapazität: GASCADE (o. J.)

4.3 Kritische Einordnung

In beiden Regionen (B: Südwest-Europa und C: Nordseeregion) sind die Arbeiten zu zentralen Infrastrukturprojekten angelaufen. Korridor B umfasst insbesondere mit Spanien einen Akteur mit hohen Ambitionen und großer Dynamik bei Projektankündigungen. Allerdings ist der Zeitplan für die Transport-Infrastruktur H2med als unsicher einzuschätzen, da notwendige Studien zur technischen Machbarkeit und zur Folgenabschätzung bislang noch nicht abgeschlossen sind. Außerdem hat die Analyse gezeigt, dass aktuelle Elektrolyse-Projekte fast ausschließlich zur Deckung lokaler Industriebedarfe geplant werden und diese auch nach Einschätzung einiger spanischer Experten mittelfristig Vorrang haben. In Korridor C sind zentrale infrastrukturelle Vorhaben bereits weiter vorangeschritten, denn Studien zur technischen Machbarkeit und zu Folgenabschätzungen wurden bereits abgeschlossen und mit der Gewährung des vorzeitigen Maßnahmenbeginns durch Bund und Länder ist die Umsetzung offiziell gestartet.

Allgemein gilt jedoch festzuhalten, dass die Zeitpläne beider Infrastruktur-Vorhaben äußerst ambitioniert sind. Insbesondere aufgrund der Komplexität durch die länderübergreifende Zusammenarbeit mit verschiedenen Regularien, politischen und unternehmerischen Prozessen sowie unterschiedlicher Anforderungen z.B. an Nachhaltigkeitskriterien sind Verzögerungen zu erwarten.

5 Wasserstoff-Importe von außerhalb Europas

Außerhalb von Europa gibt es viele Regionen mit größeren (und oft kostengünstigeren) Potentialen für eine grüne Wasserstoffproduktion. Dazu gehören u.a. Nord- und Südafrika, Australien sowie Nord- und Südamerika. Diese Regionen sind daher bei der Frage nach Importen ebenfalls zu berücksichtigen. Auf absehbare Zeit ist von dort jedoch nicht mit direkten H₂-Importen zu rechnen, da Pipelines aufgrund der Entfernung überwiegend nicht in Frage kommen und H₂-Schiffe bislang nicht am Markt existieren. Eine Alternative besteht in der Umwandlung des Wasserstoffs zu Ammoniak¹³ und die Nutzung der dafür vorhandenen Infrastrukturen (Erzeugungsanlagen, Schiffe, Importterminals etc.). Diese Option wird daher aktuell von vielen Ländern in Übersee verfolgt, um den produzierten H₂ nach Europa und Asien zu exportieren. Vor diesem Hintergrund werden im Folgenden zwei verschiedene Länder mit Partnerschaften zu Deutschland und ihre Strategien näher betrachtet. Anschließend erfolgt eine bewertende Übersicht über den Stand der Rückumwandlung von Ammoniak zu Wasserstoff mittels Crackern als Voraussetzung für den H₂-Import.

5.1 Beispiel: Namibia

Namibia veröffentlichte im Jahr 2021 seine Vision 2030, welche die Energieversorgung des südafrikanischen Landes zunehmend nachhaltig und autark aufstellen sowie einen Exportsektor für Wasserstoff etablieren will. Derzeit importiert Namibia jedoch mehr als die Hälfte seines Stroms, insbesondere aus dem benachbarten Südafrika, wo Kohlekraftwerke für 85% der Stromerzeugung verantwortlich sind (IEA, o. J.). Auch ist gegenwärtig nur etwa jeder zweite Einwohner Namibias an das Stromnetz angeschlossen (Adams et al., 2023). Zukünftig sollen jedoch erneuerbare Energien die Importabhängigkeit reduzieren und zur wirtschaftlichen Entwicklung des Landes beitragen. Außerdem sieht die namibische Wasserstoffstrategie (Transport & Environment, 2024) vor, bereits ab 2030 jährlich 1-2 Mt H₂ und bis 2050 jährlich 10-12 Mt H₂ für regionale und globale Märkte zu produzieren. Namibia und Deutschland unterhalten seit 2022 eine Energie- und Klimakooperation, die erst jüngst durch Robert Habeck um eine Vereinbarung zur Unterstützung des Wasserstoffprogramms in Namibia intensiviert wurde. Neben einer zukünftigen Handelspartnerschaft spielen auch entwicklungspolitische Aspekte eine wichtige Rolle. Ein entscheidender Meilenstein soll das Projekt Hyphen Hydrogen Energy sein, an dessen Umsetzung der Brandenburger Windstrom-Produzent Enertrag maßgeblich beteiligt ist. Das Projektkonsortium will 10 Milliarden Dollar in den Aufbau von 7 GW Wind- und Solaranlagen sowie 3 GW Elektrolyseure investieren, um damit bereits ab 2030 350.000 t grünen Wasserstoff (entsprechend 11,6 TWh H₂) zu produzieren, welcher zu zwei Millionen Tonnen grünem Ammoniak umgewandelt und exportiert werden soll (Stratmann, 2023).

¹³ Die erste Ausschreibung von H2global für die Produktion und den Import von grünem Ammoniak gewann das Unternehmen Fertigllobe mit seinem Liefer-Angebot von insgesamt 0,397 Mt in der Zeit von 2027 bis 2033 für insg. 397 Mio. € (ammonia energy association, 2024; H2global, 2024). Das entspricht umgerechnet einer Menge von insgesamt 0,07 Mt an darin gebundenem Wasserstoff, wovon bis 2030 aufgrund des Produktionshochlaufs weniger als die Hälfte verfügbar wäre.

Allerdings werden von verschiedener Seite **vielfältige Kritikpunkte** an dem Projekt geäußert:

So beläuft sich laut Handelsblatt (Stratmann, 2023) der aktuelle Spitzenbedarf nach Strom in Namibia auf rund 600 Megawatt und würde sich allein durch die Ambitionen des Hyphen-Projekts verzehnfachen. Im Zuge der regulären wirtschaftlichen Entwicklungen und insbesondere der benötigten Elektrifizierung des Landes sind weitere Steigerungen absehbar. Damit gehen hohe infrastrukturelle Anforderungen an das Stromnetz einher. Auch gibt es bislang wenig industrielle Infrastruktur im Land, die Erzeugungsanlagen sollen jedoch auf insgesamt 4000 km² Fläche errichtet werden, die entsprechend erschlossen und verbunden werden müssen. Außerdem importiert Namibia derzeit in großen Mengen THG-intensiven Kohlestrom. Aus Perspektive von Klimaschutz und Effizienz sollte dieser zunächst weitgehend durch erneuerbare Energien substituiert werden, bevor über großskalige Energieexporte nachgedacht wird.

Das Land hat bislang keine Erfahrung mit Großprojekten dieser Dimension. Zum Vergleich: Die Investitionssumme von 10 Milliarden Euro entspricht in etwa dem heutigen BIP Namibias (Statista, 2024). Auch sind die geplanten Ausbauraten für die EE-Anlagen äußerst ambitioniert: Bei einem Baubeginn in 2026 und einem Vollbetrieb ab 2030 müssten mehr als 1,5 GW pro Jahr installiert und angeschlossen werden. Zum Vergleich: Der höchste Windkraft-Zubau, der in Deutschland jemals verzeichnet wurde, belief sich auf 1,5 GW in einem Jahr.

Namibia hat ein hohes Risiko für Wasserstress aufgrund seiner trockenen Lage, daher bedarf es für die Elektrolyse zwingend der Entsalzung von Meerwasser, womit das Land bislang keine Erfahrung hat. Sozioökonomisch gehört Namibia zu den ungleichsten Ländern (Transport & Environment, 2024), die Arbeitslosenquote liegt bei etwa 21 % und die multidimensionale Armut bei 43% (Adams et al., 2023). Die Hoffnungen sind daher groß, mit der Entwicklung von grünem Wasserstoff auch Aspekte wie Arbeitslosigkeit und Ungleichheit zu verbessern. Hierfür bedarf es aber eines geeigneten Governance-Rahmens, der so in Namibia noch nicht etabliert ist. Laut der Hyphen-Projektwebsite (Hyphen Hydrogen Energy, o. J.) könnte das Projekt in der Bauphase zwar bis zu 15.000 Jobs schaffen, von denen aber nur ein kleiner Teil (ca. 3000) auch während des Betriebs und damit langfristig benötigt wird. Nicht zuletzt soll das Hyphen Projekt großflächig im Tsau Khaeb Nationalpark entwickelt werden, das als Schutzgebiet gilt und als der einzige aride Biodiversitäts-Hotspot der Welt erklärt wurde. Es birgt auch darüber hinaus gesellschaftliche Sprengkraft, denn Namibia stand während der Kolonialzeit unter Herrschaft des Deutschen Reichs.

5.2 Beispiel: Saudi-Arabien

Saudi-Arabien hat 2021 eine „Gemeinsame Absichtserklärung zur Gründung einer Wasserstoffzusammenarbeit zwischen Deutschland und Saudi-Arabien“ unterschrieben. Dadurch soll der Wille zur engen Kooperation im Bereich einer grünen Wasserstoffwirtschaft hervorgehoben werden (AHK / GESALO, o. J.). Eine nationale H₂-Strategie war zu dem Zeitpunkt und ist nach den Erkenntnissen der Autoren auch heute noch in Entwicklung. Gleichwohl verfügt Saudi-Arabien mit einer relevanten chemischen Industrie im Land über umfassende Expertise im

Bereich Wasserstoff und verfolgt sehr ambitionierte Ziele bis zum Jahr 2030 sowohl bezogen auf den Ausbau von erneuerbaren Energien als auch im Hinblick auf die Produktion von „sauberem“ Wasserstoff und Folgeprodukten wie Ammoniak für den Export (AHK, 2022; GTAI, 2023, 2024):

So soll der EE-Ausbau von ca. 0,9 GW (2022) auf 27,3 GW bis 2024 und 58,7 GW bis 2030¹⁴ bzw. von 0,3 % in 2021 (IEA, 2024) auf 50 % Anteil an der Stromerzeugung gesteigert werden, die H₂-Produktion von heute ca. 0,8 Mio. t/a grauem H₂ auf 2,9 Mio. t/a „sauberem“ H₂ bis 2030 (GTAI, 2023) erfolgen sowie daran gekoppelte blaue und grüne Ammoniak-Produktionen an der Ostküste (blau) und der Westküste (grün) in Höhe von insgesamt 13,4 Mio. t/a Ammoniak ausgebaut werden.

Tabelle 5-1: Übersicht über geplante H₂- und NH₃-Produktionsstandorte

Projekt (Standort)	Zielgrößen	Bemerkungen
Jafurah (Osten, Golfküste)	11 Mt/a Ammoniak (blau) und 2,2 Mt/a Wasserstoff (blau)	Planung ¹ , Investorensuche ²
NEOM (Nord-Westküste)	1,2 Mt/a Ammoniak (grün) und 0,24 Mt/a Wasserstoff (grün)	Im Bau ¹ Vergabe/Bau ²
Yanbu (Westküste)	1,2 Mt/a Ammoniak (grün) und 0,24 Mt/a Wasserstoff (grün)	Absichtserklärung ¹ Betrieb ²

Quellen: Eigene Darstellung nach 1 (GTAI, 2022, 2023); 2 (Ansari, 2022)

Im Gegensatz zu den meisten anderen Weltregionen sind mehrere Großprojekte mit Wasserstoffbezug in Saudi-Arabien bereits mit einer finalen Investitionsentscheidung hinterlegt. Diese befinden sich zumeist im Umfeld der geplanten Megacity Neom, hierzu gehört u.a. das Neom Helios Green Fuels Project mit 8,5 Milliarden US-Dollar. Bei näherer Betrachtung der geplanten bzw. teilweise schon im Bau befindlichen H₂- und NH₃-Produktionsvorhaben zeigt sich, dass die blauen Produktionsmengen in Höhe von 11 Mt Ammoniak bzw. 2,2 Mt Wasserstoff auf Basis von Erdgas die grünen Produktionsmengen (insgesamt 2,4 Mt Ammoniak und 0,48 Mt Wasserstoff) aus EE deutlich übersteigen. Blauer Wasserstoff und daraus hergestellte Produkte sind jedoch nicht CO₂-neutral. Sie können je nach Methanleckagen und verwendeten CCS-Technologien bzw. CCU-Nutzungsfällen mit deutlichen CO₂-Emissionen einhergehen und über den EU-Anforderungen von maximal 3,4 kg CO₂-äqu./kg H₂ liegen. Dies dürfte insbesondere für Schiefergasvorkommen, wie in Saudi-Arabien, der Fall sein. Diese Studie (Merten & Scholz, 2023) zeigt, dass selbst bei innovativen CCS-Neuanlagen mit 90%-iger CO₂-Abscheiderate blauer Wasserstoff aus Katar mit etwa 3,6 kg CO₂-äqu./kg H₂ den genannten Grenzwert überschreitet.

Um die ambitionierten Ziele für den EE-Ausbau sowie der grünen H₂-Produktion bis zum Jahr 2030 zu erreichen, sind die erneuerbaren Energien erheblich schneller als bisher auszubauen, in einem Umfang von mehr als 7 GW pro Jahr. Die gesamten EE-Kapazitäten aus den ersten vier Ausschreibungsrunden (seit 2018) für den EE-

¹⁴ Hierin sind keine Projekte zur grünen H₂-Erzeugung enthalten. Diese müssten demnach noch zusätzlich realisiert werden.

Ausbau summieren sich bisher auf 6,7 GW (davon 2,4 GW im Bau) und liegen damit noch deutlich unter den zu erreichenden Ausbauraten (GTAI, 2024). Für die Produktion der angestrebten 0,48 Mt an grünem Wasserstoff würden (bei einem Wirkungsgrad von 70% für die Elektrolyse) etwa 22,8 TWh an EE-Strom benötigt. Die heutige erneuerbare Stromproduktion aus Sonne (gut 0,8 TWh) und Wind (gut 0,4 TWh) summierte sich in 2021 auf lediglich 1,2 TWh, sodass allein hierfür eine Steigerung um einen Faktor 19 bis 2030 nötig ist. Laut EIA (2023) blieb der EE-Anteil auch im Jahr 2022 unverändert niedrig.

Parallel werden weiterhin in großem Umfang konventionelle Kraftwerkskapazitäten (im ein- bis zweistelligen Milliarden bzw. GW-Bereich) geplant und gebaut. Es bleibt daher insgesamt fraglich, ob die erneuerbaren Ziele bis 2030 erreicht werden. Eine dezidierte grüne Stromversorgung der H₂-Produktion bis 2030 dürfte zwar aufgrund der geringeren dafür nötigen Ausbauleistungen gut umsetzbar sein, eine direkte Substitution von Strom aus fossilen Kraftwerken würde dennoch mehr THG-Emissionen einsparen, als die Produktion und der Export von grünem Wasserstoff.

5.3 Kritische Einordnung

Die beiden betrachteten Länder Namibia und Saudi-Arabien weisen mit Blick auf zukünftige Wasserstoffexporte sowohl Unterschiede als auch Gemeinsamkeiten auf. Namibia hat bislang keine ausgeprägte industrielle Basis, ist stark abhängig von fossilen Energieimporten und muss für das geplante Wasserstoff-Vorhaben ein sehr großflächiges Gebiet infrastrukturell erschließen, das aus kultureller und ökologischer Perspektive Konfliktpotential bietet. Saudi-Arabien hingegen verfügt über eine ausgeprägte Energie- und Chemieindustrie sowie große finanzielle Ressourcen und hat als eines der wenigen Länder weltweit bereits finale Investitionsentscheidungen für große Wasserstoffprojekte beschlossen, ist bislang aber ein vollständig von fossilen Energien dominiertes Land mit sehr starken Beharrungskräften. Die Zeitpläne für den H₂-Export sind daher in beiden Ländern aus unterschiedlichen Gründen extrem ambitioniert. Nicht zuletzt werden beide Länder auch im Erfolgsfall zunächst nur Ammoniak liefern (im Fall von Saudi-Arabien zudem überwiegend blau). Dieses wird zum einen absehbar für die direkte stoffliche Nutzung zur Substitution von fossilem NH₃ genutzt werden, zum anderen sind mit dem blauen Ammoniak immer noch nennenswerte THG-Emissionen verbunden. Eine Rekonversion zu Wasserstoff ist zwar möglich. Voraussetzung hierfür sind jedoch Ammoniak-Cracker, für die bislang nur Anlagen im Demonstrationsmaßstab geplant sind (siehe Tabelle 6-1). Eine Versorgung mit Wasserstoff ist bis zum Jahr 2030 somit aus diesen Ländern nicht zu erwarten.

6 Exkurs: Ammoniak als Option für die Wasserstoff-Versorgung

6.1 Stand der Technik bei Ammoniak-Crackern

Grundsätzlich wird Ammoniak (NH_3) heute in großem Umfang produziert, gehandelt und transportiert, wobei die Produktion auf fossiler Basis sowie die Verwendung als chemischer Grundstoff dominieren. Klimafreundlichere Alternativen sind blaues Ammoniak (erdgasbasiert mit CO_2 -Abscheidung) und grünes Ammoniak (auf Basis von erneuerbaren Energien und grünem Wasserstoff). Neben diesen neuen Erzeugungsrouten werden zunehmend auch alternative Einsatzzwecke diskutiert, wie eine direkte energetische Verwendung bspw. in Kraftwerken oder Schiffsantrieben sowie die Rückumwandlung zu Wasserstoff. Für letzteres werden Ammoniak-Cracker benötigt, welche die NH_3 -Synthese (Stickstoff und Wasserstoff) rückgängig machen. Dies erfolgt vorzugsweise bei hohen Temperaturen und niedrigem Druck. Dabei muss für diese endotherme Reaktion thermische Energie zugeführt werden. Die erforderlichen hohen Temperaturen erschweren die Elektrifizierung dieses Prozesses und verhindern die Nutzung von Abwärme.

Generell stuft die IEA den technischen Entwicklungsstand des Ammoniak-Crackens mit TRL 4 entsprechend der Verfügbarkeit früher Prototypen ein, woran sich in den Jahren 2022 und 2023 wenig geändert hat (IEA, 2023a). Grundsätzlich besteht die Wahl zwischen dem Standard-Katalysator Nickel bei 600-900 Grad Celsius bei einem technischen Reifegrad von TRL 9 oder speziellen Katalysatoren wie Iridium oder Ruthenium bei Temperaturen von 350-600 Grad Celsius sowie einer in der Entwicklung befindlichen neuen Generation von Katalysatoren (Lithium, Natrium) bei lediglich 250 Grad Celsius, die allerdings mit TRL-Werten von 2-4 noch einen relativ niedrigen technischen Entwicklungsstand aufweisen (IRENA, 2022). Eine Machbarkeitsstudie u.a. für den Hafen Rotterdam kam 2023 zu dem Ergebnis, dass die betrachteten Cracking-Technologien TRL-Werte von 6-9 erreicht hatten (Port of Rotterdam, 2023a). Die weitere technische Entwicklung konzentriert sich auf die notwendige Skalierung zum Zwecke des Ammoniak-Crackens für energetische Nutzungen im industriellen Maßstab sowie die Beherrschung des Prozesses bei der Nutzung fortgeschrittener Katalysatoren, womit der spezifische Energieeinsatz reduziert und die Effizienz gesteigert werden kann. Eine zeitnahe Errichtung von Ammoniak-Crackern in industriellen Maßstäben erscheint vor diesem Hintergrund als schwierig.

6.2 Stand der Planungen bei NH_3 -Importterminals und Crackern

Ammoniak wird bislang nur für die nichtenergetische Verwendung in der chemischen Industrie importiert und stammt bislang ausschließlich aus fossiler Erzeugung. Existierende NH_3 -Terminals werden also gegenwärtig ausschließlich für die Verladung von importiertem grauem Ammoniak genutzt und es gibt an diesen Standorten keine Ammoniak-Cracker. Die Terminals ließen sich aber prinzipiell ohne weiteres auch für die Anlandung von grünem Ammoniak einsetzen, weil es sich bei Ammoniak unabhängig vom ursprünglichen Energieeinsatz um ein einheitlich zusammengesetztes Zwischenprodukt handelt.

Als potenzielle Standorte für Ammoniak-Cracker kommen grundsätzlich zunächst Import-Terminals in See- und namhaften Binnenhäfen in Betracht. Diese können

schon heute oder zukünftig für den Import von Ammoniak genutzt werden oder es kann sich um Terminals für gasförmige Energieträger handeln, die als NH₃-ready zertifiziert sind oder die zukünftig entsprechend umgerüstet werden können. So sollen auch die aktuell geplanten LNG-Terminals so konzipiert werden, dass sie perspektivisch Wasserstoffderivate anlanden können. Zusätzliche große Ammoniak-Importkapazitäten entstehen dadurch laut der Bundesregierung jedoch erst in den 2040er Jahren (BMWK, 2024). Wenn zukünftig vermehrt grüner Ammoniak als Träger von Wasserstoff für energetische Nutzungen eingesetzt wird, wirft dies die Frage nach dem optimalen Standort von NH₃-Crackern auf. Dabei gibt es prinzipiell zwei Möglichkeiten (FfE, 2023; Port of Rotterdam, 2023c):

- 1) Das Cracken von importiertem grünem Ammoniak erfolgt in größerem Maßstab direkt am jeweiligen Import-Terminal und der Wasserstoff wird anschließend vorzugsweise per Rohrleitung oder übergangsweise mit anderen Verkehrsträgern zum Ort der Nutzung transportiert.
- 2) Das grüne Ammoniak wird am Terminal des jeweiligen Hafens auf Binnenschiffe, für den Bahntransport in Kesselwagen sowie für den Straßentransport in Tank-Lkw umgeladen und das Cracken erfolgt am jeweiligen Einsatzort.

Die Wahl der jeweils optimalen Umwandlungs- und Logistikkette richtet sich letztlich nach den Mengen sowie nach den vorhandenen Transportmöglichkeiten vom Umschlagterminal zum Einsatzort. Dabei sprechen Skaleneffekte für die Nutzung von größeren Crackern vorzugsweise am Standort der Import-Terminals. Entsprechend konzentrieren sich laufende Erkundungen und Planungen auf diese Standorte sowie die dort tätigen Akteure. Tabelle 6-1 fasst den aktuellen Stand solcher Planungen vor dem Hintergrund existierender und geplanter NH₃-Terminals zusammen.

Tabelle 6-1: Existierende sowie geplante NH₃-Terminals sowie Planungen zum Aufbau von Kapazitäten für das NH₃-Cracken

Beteiligte Unternehmen	Standort NH₃-Terminal	Inbetriebnahme NH₃-Terminal	Kapazität NH₃-Terminal t NH₃/a	NH₃-Cracker Planungsstand	Kapazität NH₃-Cracker t H₂/a
Port of Rotterdam Authority ¹⁾	Rotterdam Hafen	Exist. und neue Terminals	1.200.000 ab Ende 2023 ⁷⁾	Vorstudie Machbarkeit	tbd
Air Liquide, Port of Antwerp ²⁾	Antwerpen	Exist. und neue Terminals „Green Energy Hub 2030“	tbd	Inbetriebnahme Pilotanlage 2024/2025	tbd
BP ³⁾	Wilhelmshaven	2028	849.673 ⁴⁾	Inbetriebnahme 2028	130 ⁴⁾
Uniper, BP	Wilhelmshaven	2030	1.960.784 ⁴⁾	Inbetriebnahme Pilotanlage 2028 ⁴⁾	130 ⁴⁾
RWE	Brunsbüttel	2026	300.000 ¹⁰⁾	Ab 2. Phase Terminal	tbd
Air Products	Hamburg	2026	653.595 ⁴⁾	Ja	100
EnBW, VNG, JERA ⁵⁾	Rostock	Terminal existiert	n.v.	MoU zu Machbarkeitsstudie für Demoanlage	tbd
iqony ⁶⁾	Bergkamen	Terminal existiert	n.v.	Machbarkeitsstudie: Derzeit zu wenig Nachfrage	Aktuell keine Planung
Höegh LNG, Deutsche ReGas ⁸⁾	Lubmin	NH ₃ /H ₂ -Import-Terminal	n.v.	MoU	30
Hanseatic Energy Hub GmbH ⁹⁾	Stade	“NH ₃ -ready zertifiziertes“ LNG / SNG-Terminal	n.v.	Umstellung des Terminals auf NH ₃ 2043	tbd

tbd: to be determined (bedarf noch der Festlegung), n.v.: nicht verfügbar, MoU Memorandum of Understanding (Absichtserklärung).

Quellen: ¹⁾ (Port of Rotterdam, 2023a, 2023c), ²⁾ Air Liquide (2023), Port of Antwerp-Bruges (2023), ³⁾ BP (2022), (2023), ⁴⁾ Gätsch et al. (2023), ⁵⁾ EnBW (2023), ⁶⁾ Iqony (2024), ⁷⁾ OCI (2022), ⁸⁾ Höegh LNG (2024), ⁹⁾ Hanseatic Energy Hub GmbH, ¹⁰⁾ RWE.

Für den Binnenhafen Duisburg gibt es derzeit keine konkreten Pläne für einen Ammoniak-Cracker. Dies liegt daran, dass eine Kooperation zwischen den Häfen Rotterdam und Duisburg zunächst darauf fokussiert ist, die Machbarkeit verschiedener Möglichkeiten der Belieferung von Duisburg mit grünem Wasserstoff zu prüfen. Grundsätzlich ist im Hafen von Rotterdam zum Weitertransport nach Duisburg sowohl eine Verladung von NH_3 auf Binnenschiffe, Eisenbahnzüge oder Lkw als auch die Nutzung eines größeren NH_3 -Crackers sowie von Rohrleitungen für den erzeugten Wasserstoff denkbar. Eine solche Rohrleitung könnte laut einer in Auftrag gegebenen Machbarkeitsstudie 2027 (Port of Rotterdam, 2023c) fertiggestellt sein und würde den Aufbau eigener NH_3 -Cracker-Kapazitäten in Duisburg erübrigen (Port of Rotterdam, 2023b).

Tabelle 6-2 zeigt die Vor- und Nachteile von Ammoniak gegenüber Wasserstoff beim Transport auf. Die Bewertungen lassen sich dahingehend zusammenfassen, dass sich Ammoniak als kohlenstofffreie Konditionierungsform von Wasserstoff für dessen Transport durch eine relativ hohe volumetrische Energiedichte bei gegenüber verflüssigtem Wasserstoff begrenzten Energieverlusten sowie vorhandene Infrastrukturen und Erfahrungswissen bei der Nutzung positiv auszeichnet. Auf der Negativseite ist zu verzeichnen, dass Ammoniak giftig und korrosiv ist. Ammoniak gefährdet insbesondere aquatische Ökosysteme, was beim Schiffstransport von hoher Relevanz ist, weil sich Havarien von Tankschiffen auf hoher See grundsätzlich nicht ausschließen lassen. Ammoniak kann mit Luft zündfähige Gemische bilden, was wegen der Möglichkeit der Geruchswahrnehmung bereits bei Konzentrationen von 2-5 ppm weit unterhalb zündfähiger Gemische relativiert wird. Schließlich wirkt NH_3 wegen seiner geringen Stabilität unter atmosphärischen Bedingungen zwar nicht direkt als Treibhausgas, bei seinem Abbau trägt es aber zur Bildung von Lachgas (N_2O) bei (Isik et al., 2022).

Tabelle 6-2: Vor und Nachteile von Ammoniak gegenüber Wasserstoff beim Transport

Eigenschaften	Druckwasserstoff	Verflüssigter Wasserstoff	Ammoniak
Volumetrische Energiedichte ^{e)}	2,3-2,7 (300 bar) 4,5-5,3 (700 bar)	9,1 MJ/l	15,6 MJ/l
Gravimetrische Energiedichte ^{d)}	120 MJ/kg	120 MJ/kg	18,8 MJ/kg
Infrastruktur	Umrüstbare Gasleitungen	Umrüstbare Gasleitungen	Begrenzt Vorhanden
Sicherheitsrisiken	Bildung explosiver Gemische	Bildung explosiver Gemische	Hohe Toxizität
Technische Einsatzreife	Produktion, Transport, Lagerung	Begrenzt / ausbaufähig	Produktion, Transport, Lagerung
Einsatzformen	Grundstoff / Energieträger	Grundstoff / Energieträger	Grundstoff / Energieträger
Zentrale Vorteile	C-frei, gravimetrische Energiedichte,	C-frei, gravimetrische Energiedichte,	C-frei, Infrastruktur, volumetrische Energiedichte, Einsatzreife

Zentrale Herausforderungen	Geringe volumetrische Energiedichte, eher für mobilen Einsatz	Einsatzreife, relativ hohe Energieverluste	Einsatzreife NH ₃ -Cracker, Energieverluste, H ₂ -Reinheit, Toxizität
----------------------------	---	--	---

Quellen: *In Anlehnung an Stam (2023), IRENA (2022), Isik et al. (2022), Pastowski (2017).*

6.3 Kritische Einordnung

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die stoffliche Verwendung von Ammoniak auf absehbare Zeit weiterhin dominieren wird. Zudem werden für die inländische Produktion von Düngemitteln aufgrund der rückläufigen inländischen Ammoniak-Synthese entsprechende Importbedarfe eher zunehmen, was die dazu vorhandene Infrastruktur stärker auslasten wird. Der für eine energetische Nutzung essentielle Aufbau von Kapazitäten zum Cracken von grünem Ammoniak bewegt sich derzeit jedoch noch im Bereich von Machbarkeitsstudien und die vorläufigen Planungen sehen hinsichtlich der Kapazitäten lediglich kleinere Pilotprojekte vor. Daher kann ein Import von grünem Ammoniak auf absehbare Zeit keine relevanten Mengen an Wasserstoff bereitstellen.

7 Fazit und Ausblick

Grüner Wasserstoff spielt für die klimaneutrale Transformation der Energie- und Rohstoffversorgung in Europa eine zentrale Rolle. Für die zukünftige Versorgung setzen die EU, Deutschland und Nordrhein-Westfalen neben eigener Erzeugung in hohem Maße auf Importe. Hierfür sind hohe Investitionen in neue Infrastrukturen, EE-Anlagen, Elektrolyseure und Anwendungstechnologien erforderlich, für die sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wegen gestiegener Zinsen und einer angespannten Konjunktur in den letzten Jahren verschlechtert haben. Auch auf politischer Ebene wurden die Fördermöglichkeiten durch das BVerfG Urteil zur KTF-Finanzierung erheblich beeinträchtigt.

Trotz all dieser Hemmnisse herrscht in vielen Ländern Europas eine ungebremsst hohe Dynamik beim Wasserstoffausbau. So übersteigen die von Wirtschaftsakteuren angekündigten Projekte die politischen Ziele zum Teil deutlich. Auch sind die ersten Auktionsrunden der EU-Wasserstoffbank zwischenzeitlich angelaufen und die aufgerufenen Fördersummen sind deutlich günstiger ausgefallen, als erwartet. Nicht zuletzt sind positive Signale bei wichtigen Infrastruktur-Vorhaben wie H2MED und AquaDuctus zu verzeichnen.

Klar geworden ist bei der Analyse dennoch, dass sich Deutschland als größter Wasserstoff-Verbraucher nicht alleine auf andere Länder verlassen darf, wenn es um die künftige Energie- und Rohstoffversorgung geht.

Die wenigsten Länder Europas haben kurz- bis mittelfristig relevante Exportabsichten, dafür jedoch substantielle Eigenbedarfe und ein Großteil der angekündigten Elektrolyseprojekte befindet sich noch in unsicheren Projektphasen, in denen keine Machbarkeitsstudien durchgeführt wurden oder gar finale Investitionsentscheidungen gefallen sind. Auch wenn Deutschland ehrgeizige politische Ziele für den eigenen H₂-Ausbau verfolgt, ist es daher wichtig, das Ambitionsniveau hoch zu halten - gerade, wenn eine zeitnahe Versorgung durch Importe weniger wahrscheinlich wird. Alle Strategien bleiben somit wichtig und sollten intensiviert werden:

- Mehr Eigenproduktion innerhalb Deutschlands, die kostenseitig durchaus konkurrenzfähig sein kann zu Importen (vgl. Merten et al., 2023; Merten & Scholz, 2023). Dabei sollten ergänzend zu Großprojekten auch die Potentiale von dezentraler Erzeugung nicht vernachlässigt werden.
- Verbesserte Kooperation und Kohärenz beim Ausbau einer europäischen Wasserstoffwirtschaft.
- Vertiefte globale Allianzen für den Import von Derivaten.

8 Literaturverzeichnis

- acatech, & DECHEMA. (2024). *Wasserstoff-Kompass*. <https://www.wasserstoff-kompass.de/elektrolyse-monitor>
- Adams, M., Nyathi, J., Sood, S., Davies, A., & Hart, R. (2023). *Weighing the EU's options: Importing vs Domestic production of hydrogen/E-Fuels* (Ricardo ref. ED18118 1.3; Report for: Transport & Environment). Ricardo. https://www.transportenvironment.org/uploads/files/202402_Ricardo_H2_imports_final.pdf
- AFRY Management Consulting. (2022). *Vergleich von Systemvarianten zur Wasserstoffbereitstellung aus Offshore-Windkraft—Kurzstudie zur Realisierung der AquaVentus Vision von 10 GW Offshore-Elektrolysekapazität in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone bis 2035*. AFRY. https://aquaductus-offshore.de/wp-content/uploads/2023/03/AquaDuctusShortStudy_OffshoreHydrogenProduction_v130_DE.pdf
- AHK. (2022). *Factsheet Saudi-Arabien Energieerzeugung aus Solar- und Windenergie inkl. CSP*.
- Air Liquide. (2023, März 23). *Air Liquide paves the way for ammonia conversion into hydrogen with new cracking technology* [Press Release]. <https://www.airliquide.com/group/press-releases-news/2023-03-23/air-liquide-paves-way-ammonia-conversion-hydrogen-new-cracking-technology>
- ammonia energy association. (2024, Juli 16). *Fertiglobe success in H2Global pilot auction marks milestone in renewable ammonia supply for EU*. Ammonia Energy Association. <https://ammoniaenergy.org/articles/fertiglobe-success-in-h2global-pilot-auction-marks-milestone-in-renewable-ammonia-supply-for-eu/>
- Ansari, D. (2022). *Die Wasserstoffagenden der arabischen Golfstaaten. Zwischen ökonomischer Diversifizierung und Machterhalt*.
- AquaDuctus. (o. J.). *Wasserstoff-Infrastruktur in der Nordsee*. Abgerufen 30. Juli 2024, von <https://aquaductus-offshore.de/de/wasserstoff-infrastruktur-in-der-nordsee/>
- Arne Kupetz. (2024, Juli 15). *Offshore-Wasserstoff-Pipeline AquaDuctus: Es geht los*. <https://www.gascade.de/presse/presseinformationen/pressemitteilung/offshore-wasserstoff-pipeline-aquaductus-es-geht-los>
- BMWK. (2024). *Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate*.
- Bouacida, I. (2024). France's Hydrogen Strategy: Focusing on Domestic Hydrogen Production to Decarbonise Industry and Mobility. In R. Quitzow & Y. Zabanova (Hrsg.), *The Geopolitics of Hydrogen* (S. 67–84). Springer Nature Switzerland. https://doi.org/10.1007/978-3-031-59515-8_4
- BP. (2022). *Wilhelmshaven green hydrogen hub—Deutschlands Wasserstoff-Chance: Das Wasserstoff-Importprojekt von bp am NWO-Terminal Wilhelmshaven*. Deutschland. https://www.bp.com/de_de/germany/home/wilhelmshaven-hydrogen-hub.html
- BP. (2023). *Neuer Knotenpunkt für Wasserstoff in Wilhelmshaven: Bp prüft Ausbau der deutschen Drehscheibe für grüne Energie*. Deutschland. https://www.bp.com/de_de/germany/home/presse/pressemitteilungen/bp-prueft-Ausbau-der-deutschen-Drehscheibe.html
- Bundesregierung. (2023, Juli). *Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie*. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale->

wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=9

Danish Ministry of Climate, Energy and Utilities. (2021). *The Governments' strategy for Power-to-X*. https://ens.dk/sites/ens.dk/files/ptx/strategy_ptx.pdf

Djunisic, S. (2022, Oktober 25). *Repsol, Enagas, Engie push 100-MW electrolysis project in Spain*. Renewablesnow. <https://renewablesnow.com/news/repsol-enagas-engie-push-100-mw-electrolysis-project-in-spain-802310/>

EHB. (2023). *European Hydrogen Backbone. Implementation Roadmap—Cross border projects and costs update*.

EIA. (2023). *International—Saudi Arabia*. <https://www.eia.gov/international/analysis/country/SAU>

EnBW. (2023). *Feasibility study for ammonia cracker in Rostock* [Press Release 12.06.2023]. Feasibility Study for Ammonia Cracker in Rostock. <https://www.enbw.com/press/feasibility-study-for-ammonia-cracker-in-rostock.html>

EU Commission. (2023). *Draft Update of the Plan Integrated National Energy and Climate 2023-2030*.

European Commission. (2020). *Hydrogen*. https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen_en

European Hydrogen Observatory. (2024). *The European hydrogen market landscape*. <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/sites/default/files/2024-02/Report%2001%20-%20The%20European%20hydrogen%20market%20landscape%20-%20February%20update.pdf>

EWI. (2024). Datengrundlage für E.ON H2Bilanz 2024 1. Halbjahr—Begleitdokument mit Einordnung der Ergebnisse. *Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) gGmbH*. https://www.eon.com/content/dam/eon/eon-com/eon-com-assets/documents/hydrogen/h2-bilanz/2024/EWI_Datengrundlage_Begleitdokument_H2-Bilanz_2024_01.pdf

FfE. (2023, Dezember 7). *Transport of hydrogen in the form of ammonia*. <https://www.ffe.de/en/publications/transportation-of-the-energy-carrier-ammonia/>

FNB Gas. (2023, November 15). *Entwurf des gemeinsamen Antrags für das Wasserstoff-Kernnetz*.

GASCADE. (o. J.). *AquaDuctus—Transportleitung für grünen Wasserstoff aus der Nordsee*. Abgerufen 30. Juli 2024, von <https://www.gascade.de/wasserstoff/aqueductus>

Gassco & equinor. (2024, Juni 3). *PMI - CHE pipeline*. Gassco. <https://gassco.eu/en/about-us/what-we-do/low-carbon-value-chains/pmi-che-pipeline/>

Gätsch, C., Greitzer, M., Stalman, B., Genge, L., Ohle, L., Reichenberger, L., Bruns, T., Büsen, K., Hauser, P., Arndt, T., Hofmann, J. T., Grote, M., Specht, P., & Frank, D. (2023). H2-Beschleunigungsgesetz: Regulatorische Maßnahmen zur Beschleunigung des Ausbaus von H2-Importterminals. *crush21 GmbH*. <https://doi.org/10.24406/publica-1509>

GRTgaz. (o. J.). *HY-FEN - Corridor from the South to the North of France*. Abgerufen 30. Juli 2024, von <https://www.grtgaz.com/en/our-energy-transition/hydrogen-transport/hyfen>

GTAI. (2022). *Wasserstoffstrategie mit grau-blauer Tendenz*.

GTAI. (2023). *Saudi-Arabien arbeitet an großen Wasserstoffprojekten | Branchen | Saudi-Arabien | Wasserstoff*. <https://www.gtai.de/de/trade/saudi-arabien/branchen/saudi-arabien-arbeitet-an-grossen-wasserstoffprojekten-1007526>

GTAI. (2024). *Energie: Bei Solar- und Windprojekten ist Saudi-Arabien im Verzug | Special | Saudi-Arabien | Klimaschutzatlas*. <https://www.gtai.de/de/trade/saudi-arabien/specials/energie-bei-solar-und-windprojekten-ist-saudi-arabien-im-verzug-795576>

H2global. (2024). *Results of the pilot auction*. <https://www.h2-global.org>

H2med. (o. J.). *The H2med project—Supplying Europe with affordable carbon-free energy*. Abgerufen 30. Juli 2024, von <https://h2medproject.com/the-h2med-project/>

Höegh. (2024). *Höegh LNG and Deutsche ReGas to develop floating hydrogen import terminal in Germany* [Press Release 28.06.2024]. <https://www.hoeghlng.com/investor-relations/news/news-details/2024/Deutsche-ReGas-and-Hegh-LNG-to-develop-the-worlds-first-floating-import-terminal-for-hydrogen/default.aspx>

Hydrogen Europe. (2023). *Clean Hydrogen Monitor*. Hydrogen Europe. https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2023/10/Clean_Hydrogen_Monitor_11-2023_DIGITAL.pdf

Hydrogen UK. (2023). *Electrolytic Hydrogen Production*.

Hyphen Hydrogen Energy. (o. J.). *Hyphen*. Abgerufen 30. Juli 2024, von <https://hyphenafrika.com/projects/>

Idem, O. (2024, Mai 2). *Grüner Wasserstoff durch das Mittelmeer*. <https://www.gtai.de/de/trade/spanien/branchen/gruener-wasserstoff-durch-das-mittelmeer-1743134>

IEA. (o. J.). *South Africa—Countries & Regions*. IEA. Abgerufen 30. Juli 2024, von <https://www.iea.org/countries/south-africa>

IEA. (2023a, September 14). *ETP Clean Energy Technology Guide – Data Tools*. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide>

IEA. (2023b, November 17). *Hydrogen production projects interactive map*. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/hydrogen-production-projects-interactive-map>

IEA. (2024). *Saudi Arabia—Countries & Regions*. IEA. <https://www.iea.org/countries/saudi-arabia/renewables>

Iqony. (2024). *Machbarkeitsstudie zum Wasserstoff-Cluster Bergkamen abgeschlossen. Ergebnisse lassen wirtschaftliche Umsetzung des Projekts zum jetzigen Zeitpunkt nicht zu* [Press Release 05.07.2024]. https://www.iqony.energy/fileadmin/user_upload/Presse/Pressemeldungen/2024/240705_Gemeinsame_Pressemeldung_Abschluss_der_Machbarkeitsstudie_zum_Wasserstoff-Cluster_Bergkamen.pdf

IRENA. (2022). *Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part II – Technology review of hydrogen carriers*. International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Apr/IRENA_Global_Trade_Hydrogen_2022.pdf?rev=3d707c37462842ac89246f48add670ba

Isik, V., Köppel, W., Riemer, M., & Wachsmuth, J. (2022). *Kurzeinschätzung von Ammoniak als Energieträger und Transportmedium für Wasserstoff. Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken*. Umweltbundesamt. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/dokumente/uba_kurzeinschaetzung_von_ammoniak_als_energietraeger_und_transportmedium_fuer_wasserstoff.pdf

Louven, S. (2022, Juni 3). *Hier geht die größte Produktion Europas für grünen Wasserstoff in Betrieb*. Handelsblatt. <https://www.handelsblatt.com/politik/erneuerbare-energien-hier-geht->

die-groesste-produktion-europas-fuer-gruenen-wasserstoff-in-betrieb/28367634.html

Merten, F., & Scholz, A. (2023). *Metaanalyse zu Wasserstoffkosten und -bedarfen für die CO₂-neutrale Transformation*.

Merten, F., Scholz, A., Krüger, C., Heck, S., Girard, Dr. Y., Mecke, M., & Goerge, M. (2023). Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung. *DIW Econ und Wuppertal Institut*.

Messad, P. (2023, Oktober 19). *Experten: Französisch-spanisches Pipelineprojekt ist „Totgeburt“*. www.euractiv.de. <https://www.euractiv.de/section/energie/news/barmar-hydrogen-pipeline-project-dead-on-arrival-critics-say/>

MWIKE. (2024a). *Verlässlich und zukunftsfähig: Die Energie- und Wärmestrategie Nordrhein-Westfalen—Ressortabgestimmter Entwurf für die Anhörung von Verbänden und Stakeholdern*.

MWIKE. (2024b). *Wasserstoff-Importkonzept—Nordrhein-Westfalen*. https://www.wirtschaft.nrw/system/files/media/document/file/mwike_br_wasserstoff-importkonzept-nrw_lay04_final.pdf

Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz. (2024, Juli 15). *Bund und Land fördern grüne Wasserstoff-Projekte in Niedersachsen mit fast 1,3 Milliarden Euro*. <https://www.umwelt.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/pressemitteilungen/bund-und-land-fordern-grune-wasserstoff-projekte-in-niedersachsen-mit-fast-1-3-milliarden-euro-233778.html>

NWP. (2022). *Hydrogen Roadmap for the Netherlands*. <https://nationaalwaterstofprogramma.nl/documenten/handlerdownloadfiles.ashx?idnv=2379389>

OCI. (2022). *OCI expands import terminal for (green) ammonia* [Press Release 15.06.2022]. <https://www.portofrotterdam.com/en/news-and-press-releases/oci-expands-import-terminal-for-green-ammonia>

Parkes, R. (2024, Juni 17). *Who are the winners of €720m of European Hydrogen Bank funding—And who will buy their subsidised H₂? - Hydrogen Insight examines which developers and offtakers are set to benefit from this week's auction awards*. Hydrogeninsight.Com. <https://www.hydrogeninsight.com/production/who-are-the-winners-of-720m-of-european-hydrogen-bank-funding-and-who-will-buy-their-subsidised-h2-/2-1-1636639>

Pastowski, A. (2017). *Technologies and Fuels for Decarbonising Maritime and Hinterland Freight Transport—Project Deep Decarbonisation Pathways for Transport and Logistics Related to the Port of Rotterdam. Deliverable Work Package 1*. Wuppertal Institut.

Pauly, T. (2024, Mai 16). *Italien baut Wasserstoffrassen und Elektrolyseanlagen*. GTAI. <https://www.gtai.de/de/trade/italien/branchen/italien-baut-wasserstoffrassen-und-elektrolyseanlagen--1084302>

Pier Paolo Raimondi, M. M. (2024). *From Interconnection to Integration: German-Italian Energy Relations and the SouthH₂ Corridor*. IAI *Istituto Affari Internazionali*. <https://www.iai.it/sites/default/files/iaicom2403.pdf>

Port of Antwerp-Bruges. (2023). *In tune with the world. Presentation by CCO T. Hautekiet*. https://www.daad-brussels.eu/files/2023/05/DAAD_H2_TomH_v1.pdf

Port of Rotterdam. (2023a). *Executive summary of pre-feasibility study by Fluor for: Large scale industrial ammonia cracking plant*.

<https://www.portofrotterdam.com/sites/default/files/2023-05/large-scale-industrial-ammonia-cracking-plant.pdf>

Port of Rotterdam. (2023b). *Neue Machbarkeitsstudie: Die Häfen von Rotterdam und Duisburg verstärken ihre Zusammenarbeit im Bereich Wasserstoff* [Press Release 15.09.2023]. <https://www.portofrotterdam.com/de/nachrichten-und-pressemitteilungen/neue-machbarkeitsstudie-haefen-rotterdam-duisburg-zusammenarbeit-wasserstoff>

Port of Rotterdam. (2023c, Mai 4). *Study: Ammonia cracker realistic and safe method for large-scale hydrogen imports* [Press Release]. <https://www.portofrotterdam.com/en/news-and-press-releases/study-ammonia-cracker-realistic-and-safe-method-for-large-scale-hydrogen>

REPSOL. (o. J.). *T-Hynet, Largest electrolyzer project in Spain*. Abgerufen 30. Juli 2024, von <https://www.repsol.com/en/technology-and-digitalization/technology-lab/emissions-reduction/renewable-hydrogen/t-hynet/index.cshhtml>

Ricardo. (2023). *Hydrogen demand in Scotland: A mapping of industrial and transport applications*. <https://www.scottish-enterprise.com/learning-zone/research-evaluation-and-insight/2023/hydrogen-demand-in-scotland-a-mapping-of-industrial-and-transport-applications>

Schmitz-Bauerdick, F. (2024, Mai 2). *Eine Branche in Wartestellung*. GTAI. <https://www.gtai.de/de/trade/frankreich/branchen/eine-branche-in-wartestellung--1751810>

Scottish Enterprise. (2022). *Hydrogen Production and Export Locations: Site Requirements Study*. <https://www.scottish-enterprise.com/learning-zone/research-evaluation-and-insight/2022/hydrogen-production-and-export-locations-site-requirements-study>

Skj, J. B., Inderberg, T. H. J., & Larsen, M. L. (2023). *Norway's internal and external hydrogen strategy*. RIFS. https://publications.rifs-potsdam.de/rest/items/item_6002936_3/component/file_6003000/content

Stam, R. (2023). *Relaunching Ammonia – From Fertilizer to Energy Carrier in Northwest Europe*. Clingendael International Energy Programme.

Statista. (2024, April 25). *Namibia: Bruttoinlandsprodukt (BIP) in jeweiligen Preisen von 1990 bis 2022 und Prognosen bis 2029*. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/398387/umfrage/bruttoinlandsprodukt-bip-von-namibia/>

Stratmann, K. (2023, Mai 24). *Klimaneutralität—Namibia startet milliardenschweres Wasserstoff-Projekt mit deutscher Beteiligung*. Handelsblatt. https://buy-eu.piano.io/checkout/template/cacheableShow?aid=3eDLhOmope&templateId=OTHERBQLXSBE&templateVariantId=OTVCTMW5U9KCZ&offerId=fakeOfferId&experienceId=EXWI0EIL6X8H&iframelD=offer_01b63139ee8e1106371d-0&displayMode=inline&widget=template&url=https%3A%2F%2Fwww.handelsblatt.com

Transport & Environment. (2024). *Hydrogen hype—Why the EU should be cautious about uncertain imports from far-flung places*. https://www.transportenvironment.org/uploads/files/202402_H2_imports_TE_briefing.pdf

van Wingerden, T., Geerdink, D., Taylor, C., & Claas F. Hülsen. (2023). *Specification of a European Offshore Hydrogen Backbone* [DNV Report]. DNV. https://aqueductus-offshore.de/wp-content/uploads/2023/03/DNV-Study_Specification_of_a_European_Offshore_Hydrogen_Backbone.pdf