

Agora
Industrie



Agora
Energiewende



STUDIE

Wasserstoffimporte Deutschlands

Welchen Beitrag können Pipelineimporte
in den 2030er Jahren leisten?



Bitte zitieren als:

Agora Energiewende, Agora Industrie und Guidehouse (2024): Wasserstoffimporte Deutschlands – Welchen Beitrag können Pipelineimporte in den 2030er Jahren leisten?

Studie

Wasserstoffimporte Deutschlands – Welchen Beitrag können Pipelineimporte in den 2030er Jahren leisten?

Im Auftrag von

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

In Kooperation mit

Guidehouse Germany GmbH
Albrechtstr. 10 c | 10117 Berlin
T +49 (0)30 7262 1410
www.guidehouse.com

Projektleitung Guidehouse

Matthias Schimmel |
matthias.schimmel@guidehouse.com
Bastian Lotz | bastian.lotz@guidehouse.com
Jonathan Borsch | jborsch@guidehouse.com

Projektleitung Agora Energiewende

Mathias Koch | Mathias.koch@agora-energiewende.de

Autorinnen und Autoren

Mathias Koch, Simon Müller, Frank Peter, Julia Metz,
Matthias Deutsch, Leandro Jahnke, Wido Witecka
(alle Agora Energiewende sowie Agora Industrie);
Matthias Schimmel, Bastian Lotz, Jonathan Borsch
(alle Guidehouse)

Die Verantwortung für die Inhalte der Kapitel 2 bis 3 liegt ausschließlich bei Guidehouse.

Agora Energiewende hat die Schlussfolgerungen (Kapitel 1) verfasst.

Danksagung

Erst das Engagement vieler weiterer Kolleginnen und Kollegen der Agora Think Tanks und von Partnerorganisationen hat diese Studie möglich gemacht. Für die tatkräftige Unterstützung bedanken möchten wir uns daher bei:

Fabian Barrera, Emir Çolak, Darlene D’Mello, Veerle Dossche, Mathias Fengler, Janne Görlach, Michaela Holl, Fabian Huneke, Frank Jordans, Susanne Liebsch, Paul Münnich, Emil Seubert, Alexandra Steinhardt, Janina Weihe (alle Agora Energiewende sowie Agora Industrie); Carl-Friedrich Elmer, Ulf Neuling (Agora Verkehrswende); Hans Dambeck, Aurel Wünsch, Marco Wünsch, Inka Ziegenhagen (alle Prognos); Dennis Seibert (Öko-Institut); Clemens Schneider (Universität Kassel); Georg Holtz, Sascha Samadi (beide Wuppertal Institut); Adithya Bhashyam (BloombergNEF)

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

erneuerbarer Wasserstoff ist neben Energieeffizienz, dem Ausbau der Erneuerbaren Energien, der Elektrifizierung und der Flexibilisierung der Nachfrage eine der zentralen Säulen der Energiewende. Vor allem in der Industrie und der Energiewirtschaft sind wir auf den Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff angewiesen.

Auch wenn die heimische Wasserstoffproduktion eine wichtige Rolle spielen wird, ist es weder sinnvoll noch notwendig, den gesamten Wasserstoffbedarf im Inland produzieren zu wollen. Dafür haben andere Länder deutlich günstigere Voraussetzungen für die Erzeugung des erneuerbaren Stroms, aus dem der Wasserstoff in der Elektrolyse erzeugt wird.

In dieser Studie zeigen wir, dass Importe von reinem Wasserstoff per Pipeline schon in der ersten Hälfte der 2030er Jahre wesentlich zum Wasserstoffaufkommen in Deutschland beitragen können. Wir zeigen jedoch auch, dass weitere politische Anstrengungen nötig sind, um die Importe möglichst frühzeitig zu realisieren.

Wir hoffen mit dieser Studie einen Beitrag dazu zu leisten, dass der Hochlauf von erneuerbarem Wasserstoff in Deutschland und darüber hinaus gelingt.

Ich wünsche eine angenehme Lektüre!

Simon Müller

Direktor Deutschland, Agora Energiewende

→ Ergebnisse auf einen Blick

- 1 **Über Pipelines könnte Deutschland bei rechtzeitigem Ausbau der Infrastruktur bis Mitte der 2030er Jahre jährlich rund 60 bis 100 TWh grünen Wasserstoff beziehen.** Diese Pipelineimporte sind somit eine wesentliche Säule zur Deckung des Neubedarfs an Wasserstoff und Derivaten, der in der nationalen Wasserstoffstrategie für 2030 mit 40 bis 75 TWh angenommen wurde. Eine direkte Anbindung an die windreichen Nord- und Ostseeränder ist frühzeitig möglich, da sie keine Transitländer erfordert. Um die Mengenpotenziale zu realisieren, fehlt aktuell jedoch ein Finanzierungsmodell für den Ausbau der Infrastruktur sowie eine gesicherte Nachfrage in Deutschland.
- 2 **Infrastruktur und gesicherte Nachfrage ermöglichen, dass Produktionsprojekte eine Finanzierung erhalten und Investitionsentscheidungen möglich werden.** Dafür sind weitere Maßnahmen nötig: Eine ausreichende Nachfrage kann durch zusätzliche Quoten-, Förder- bzw. Preisinstrumente gesichert werden. Die Finanzierung der internationalen Infrastruktur erfordert Vereinbarungen der beteiligten Länder zur Kostenaufteilung.
- 3 **Eine schnellere Abkehr von fossilen Energieträgern im Stromsektor und in der Industrie ist möglich, wenn die Importpotenziale vollständig gehoben werden.** So könnten im Stahlsektor in den ersten Direktreduktionsanlagen mit 26 TWh grünem Wasserstoff bereits 16 Millionen Tonnen grüner Stahl produziert werden, was etwas mehr als der Hälfte der heutigen Produktion der kohlebasierten Hochöfen entspricht.
- 4 **Importe von Eisenschwamm und Ammoniak können reine Wasserstoffimporte kostengünstig ergänzen.** Importpartnerschaften können diese Güter zu niedrigen Preisen bereitstellen, wenn in Partnerländern die Produktion von grünem Wasserstoff besonders günstig ist. Für die Unternehmen und die gesamte Wirtschaft wird die Transformation resilienter und günstiger. So wird der weit überwiegende Teil der Wertschöpfung nachhaltig gesichert.

Inhalt

Vorwort	3
1 Einführung und Schlussfolgerungen aus Sicht von Agora Energiewende	6
1.1 Importe über Pipelines können in den 2030er Jahren wesentlich zur Deckung des deutschen Bedarfs an Wasserstoff beitragen.	6
1.2 Eine gesicherte Wasserstoffnachfrage und Finanzierungsmechanismen für die Infrastruktur sind zentrale Bedingungen für den Hochlauf der Importe aus allen Korridoren. Beides erfordert zusätzliche regulatorische Maßnahmen.	10
1.3 Umfassende Wasserstoffimporte sind notwendig, weil Deutschland selbst nicht ausreichend Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen herstellen kann.	10
1.4 Pipelines sind auf absehbare Zeit die günstigste Transportoption für Wasserstoff in Reinform – andere Optionen sind technisch schwierig und teuer.	11
1.5 Ohne weitere Maßnahmen in den Bereichen Nachfrage und Infrastruktur bleiben die über Pipelines realisierbaren Mengen hinter ihrem Potenzial zurück.	13
1.6 Die Erhöhung des Wasserstoffangebots erlaubt eine schnelle Transformation der Industrie und des Stromsektors.	15
1.7 Importe von energieintensiven Vorprodukten sind eine wichtige Ergänzung des Wasserstoffhochlaufs.	17
1.8 Auch mit Importen sollte Wasserstoff fokussiert eingesetzt werden.	18
1.9 Erneuerbarer Wasserstoff kann den weit überwiegenden Teil der Nachfrage decken.	18
2 Importe von erneuerbarem Wasserstoff nach Deutschland durch Pipelines aus Europa und den Nachbarregionen (2030 und 2035)	20
2.1 Methodik und Annahmen	20
2.1.1 Kurzbeschreibung der Importkorridore	20
2.1.2 Produktions- und Exportpotenzial von erneuerbarem Wasserstoff in den Korridoren und Exportländern (2030 und 2035)	22
2.1.3 Wasserstoffkosten pro Exportland (2030 und 2035)	25
2.1.4 Methodik der semiquantitativen Analyse zur Ableitung plausibler Wasserstoffimportmengen nach Deutschland (2030 und 2035)	26
2.1.5 Integrierte Planung	32
2.2 Analyseergebnisse: Plausible Importmengen erneuerbaren Wasserstoffs nach Deutschland (2030 und 2035)	34
2.2.1 Korridor A: Nordafrika & Südeuropa	35
2.2.2 Korridor B: Südwesteuropa & Nordafrika	41
2.2.3 Korridor C: Nordsee	46

2.2.4	Korridor D: Nordische und baltische Regionen	53
2.2.5	Korridor E: Ost- und Südosteuropa	58
3	Korridorspezifische Handlungsempfehlungen	64
Anhang A: Methodik		66
A.1	Skala für die qualitative (relative) Bewertung (Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Wasserstoffproduktion)	66
A.2	Skala für die qualitative (relative) Bewertung (Erneuerbare-Energien-Anteil)	66
Anhang B: Detaillierte Ergebnisse		67
B.1	Produktions- und Exportpotenzial in den analysierten Exportländern	67
B.2	Importbedarfe weiterer Länder in den analysierten Korridoren	68
B.3	Wasserstoffkosten in den analysierten Exportländern	69
4	Literaturverzeichnis	70

1 Einführung und Schlussfolgerungen aus Sicht von Agora Energiewende

1.1 Importe über Pipelines können in den 2030er Jahren wesentlich zur Deckung des deutschen Bedarfs an Wasserstoff beitragen.

Deutschland kann Mitte der 2030er Jahre jährlich 64 bis 100 TWh grünen Wasserstoff über Pipelines importieren. Grundsätzlich erfordert die Realisierung von Wasserstoffimporten jedoch zusätzliche politische Anstrengungen. Wasserstoffpipelines aus den windreichen Nord- und Ostseeanrainern gehen nicht durch Transitländer, erfordern somit weniger Koordinierungsaufwand und lassen sich schneller umsetzen. Weiterer Vorteil dieser Importrouten sind günstige Finanzierungsbedingungen in den Exportländern. Aber auch die Korridore aus Südeuropa und Nordafrika können in den 2030er Jahren Wasserstoffmengen zur Verfügung stellen. Für diese Korridore bedarf es aber Absprachen mit den Transitländern und gegebenenfalls der Unterstützung der Exportländer zur Senkung der Finanzierungskosten.

Die Anbindung an Dänemark und Norwegen ist bereits bis zum Jahr 2030 möglich. Voraussetzung dafür ist die Schaffung gesicherter Abnahmemengen in Deutschland in den nächsten Jahren, damit rechtzeitig eine Investitionsentscheidung erfolgen kann (siehe 1.2 und 1.5). Die in diesem Korridor existierenden Pipelines aus Norwegen sind zudem aktuell stark durch die Erdgasversorgung ausgelastet. Es bedarf daher auch einer zeitnahen Entscheidung, ob dennoch eine Umrüstung der existierenden Pipelines möglich oder stattdessen der Neubau einer Wasserstoffpipeline nötig ist. Für 2030 geht diese Studie in einem zentralen Szenario von einer Anbindung an Dänemark und Norwegen aus.

Bis zum Jahr 2035 können weitere Pipelineverbindungen nach Deutschland realisiert werden. Die möglichen Korridore und die damit realisierbaren Importmengen unterscheiden sich je nach Ambition der getroffenen politischen Maßnahmen. In dieser Studie werden für das Jahr 2035 zwei Szenarien betrachtet.

Plausible Importmengen von erneuerbarem Wasserstoff nach Deutschland je Korridor (Terrawattstunden)

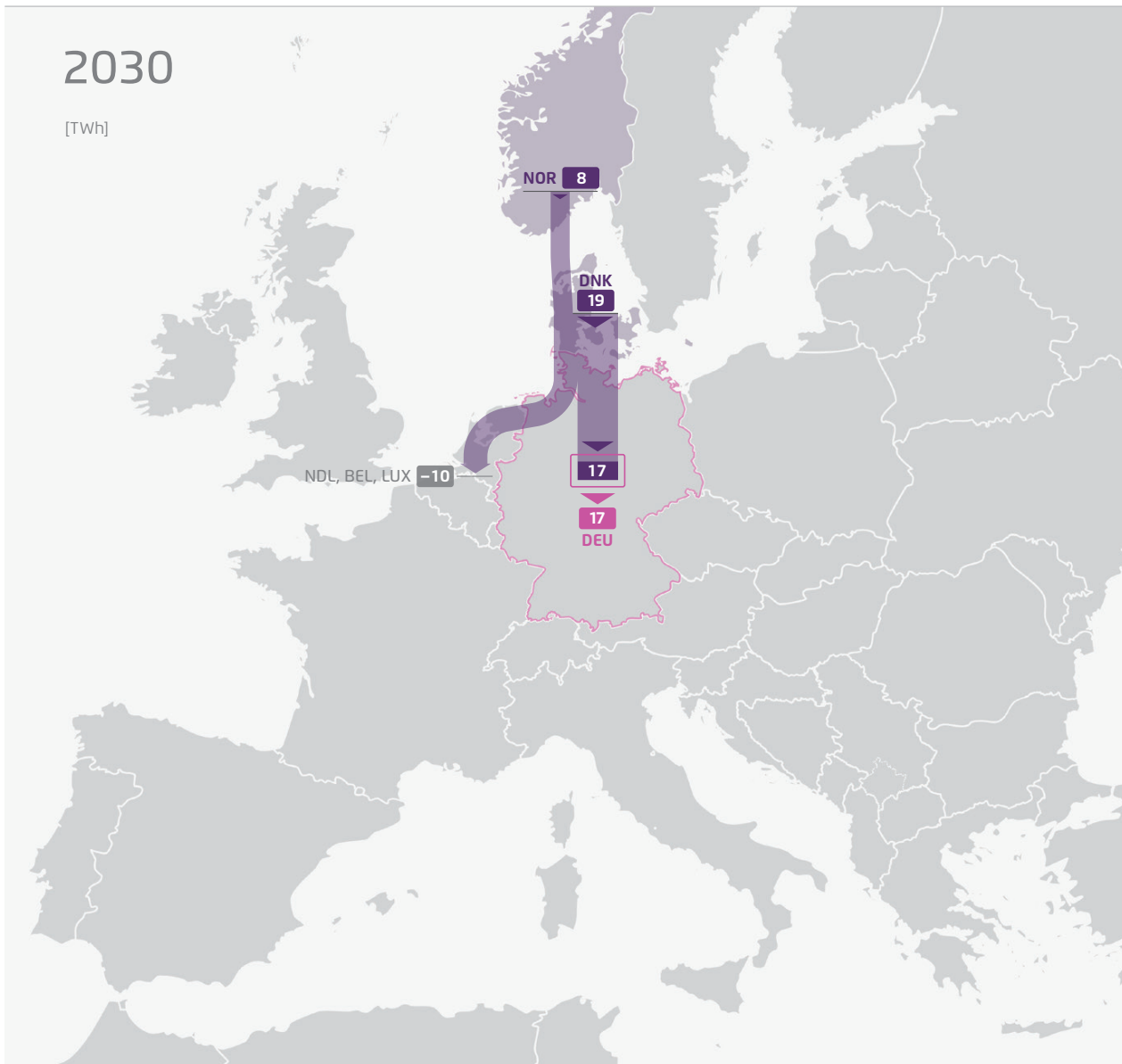
→ Tabelle 1

Korridor	2030	2035	
		Fortgesetzte Anstrengung	Ausweitung und Vertiefung
Summe	17	64	100
Korridor A: Nordafrika & Südeuropa	0	6	16
Korridor B: Südwesteuropa & Nordafrika	0	18	32
Korridor C: Nordsee	17	28	37
Korridor D: Nordische und baltische Regionen	0	12	14
Korridor E: Ost- und Südosteuropa	0	0	2

Agora Energiewende und Guidehouse (2024). Anmerkungen: Rundungsbedingte Abweichungen sind möglich. Keine Betrachtung der zu erwartenden künftigen Rolle Deutschlands als Transitland für europäische Wasserstoffflüsse. Einige Korridore können auch für kohlenstoffarmen Wasserstoff genutzt werden.

Mögliche Importe Deutschlands an erneuerbarem Wasserstoff per Pipeline im Jahr 2030

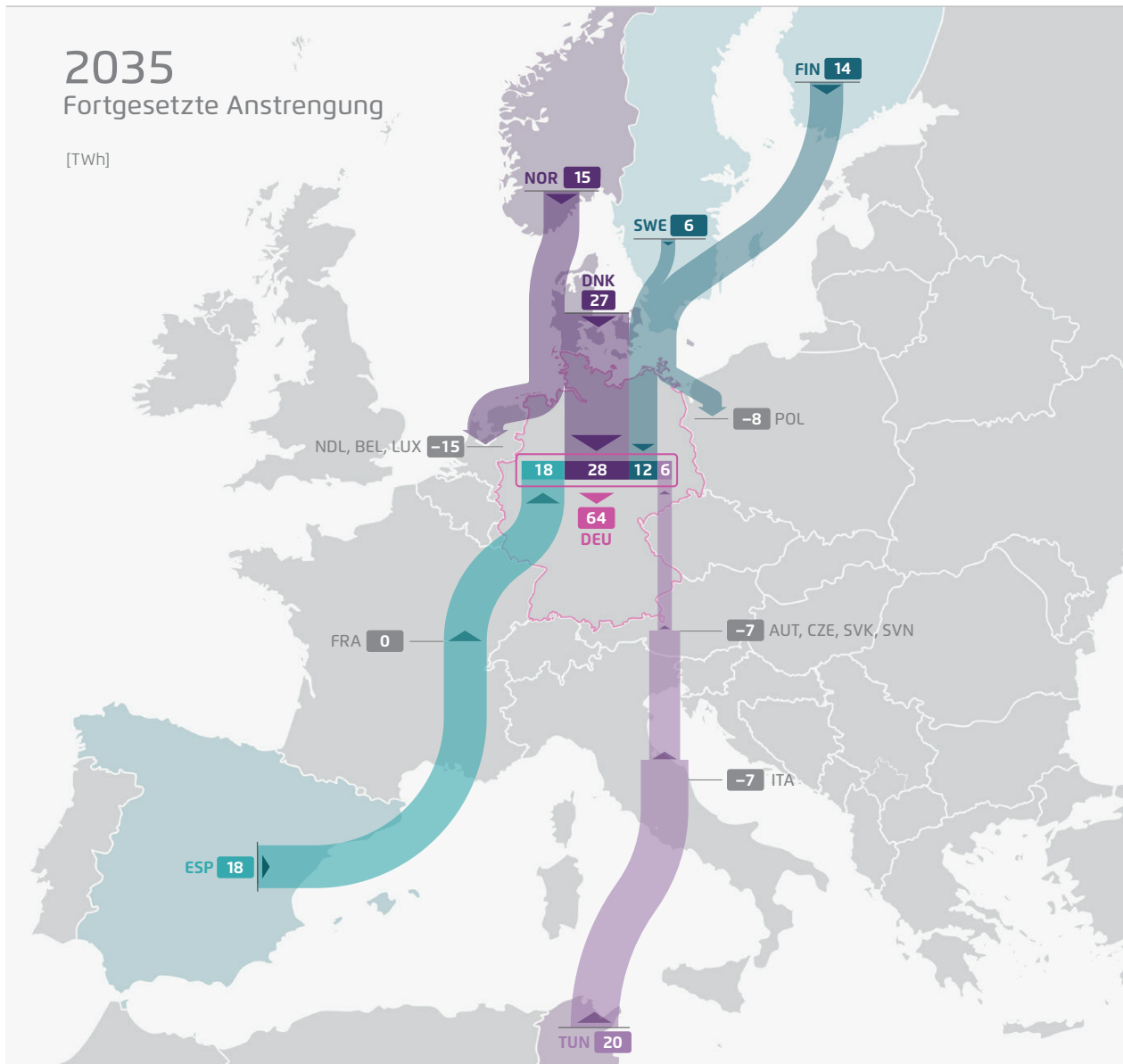
→ Abb. 1



Agora Energiewende und Guidehouse (2024). Anmerkungen: Schematische Darstellung der Korridorverläufe. Rundungsbedingte Abweichungen sind möglich. Keine Betrachtung der zu erwartenden künftigen Rolle Deutschlands als Transitland für europäische Wasserstoffflüsse. Einige Korridore können auch für kohlenstoffarmen Wasserstoff genutzt werden.

Mögliche Importe Deutschlands an erneuerbarem Wasserstoff per Pipeline im Jahr 2035 (Szenario *Fortgesetzte Anstrengung*)

→ Abb. 2



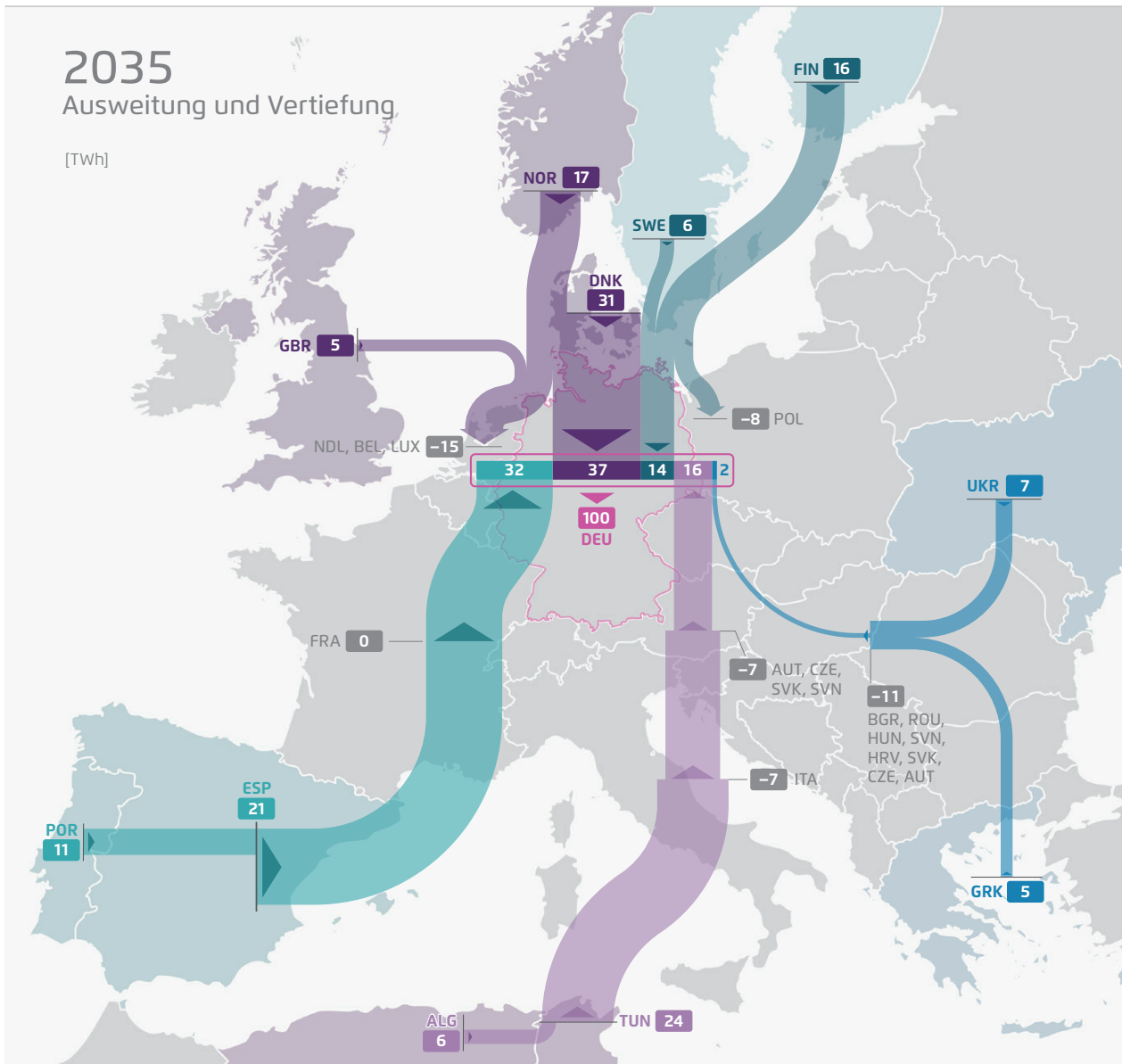
Agora Energiewende und Guidehouse (2024). Anmerkungen: Schematische Darstellung der Korridorverläufe. Rundungsbedingte Abweichungen sind möglich. Keine Betrachtung der zu erwartenden künftigen Rolle Deutschlands als Transitland für europäische Wasserstoffflüsse. Einige Korridore können auch für kohlenstoffarmen Wasserstoff genutzt werden. Szenario *Fortgesetzte Anstrengung*: Umsetzung und Weiterentwicklung der bisherigen Instrumente zur Finanzierung von Pipelinekorridoren und zur Sicherung der Wasserstoffnachfrage in bisheriger Geschwindigkeit.

In dem Szenario mit Umsetzung und Weiterentwicklung der Maßnahmen im bisherigen Tempo bleiben die über Pipelines realisierbaren Mengen hinter ihrem Potenzial zurück (Szenario *Fortgesetzte Anstrengung*): Absprachen zur Finanzierung und Planung der Korridore und die Umsetzung weiterer ambitionierter Nachfrageinstrumente erfolgen in diesem Szenario in bisheriger Geschwindigkeit. Der Ausbau der Korridore konzentriert

sich in der Folge auf die Länder, die ohne Transitstaaten zu erreichen sind. Potenzielle Exporteure, die weiter entfernt sind, werden nicht erreicht. Das erwartbare Importpotenzial an erneuerbarem Wasserstoff im Jahr 2035 ist auf 64 TWh begrenzt. Angesichts des bisherigen Ausbleibens von Investitionsentscheidungen kann ein Negativszenario nicht ausgeschlossen werden, in dem auch diese Volumina nicht erreicht werden.

Mögliche Importe Deutschlands an erneuerbarem Wasserstoff per Pipeline im Jahr 2035 (Szenario *Ausweitung und Vertiefung*)

→ Abb. 3



Agora Energiewende und Guidehouse (2024). Anmerkungen: Schematische Darstellung der Korridorverläufe. Rundungsbedingte Abweichungen sind möglich. Keine Betrachtung der zu erwartenden künftigen Rolle Deutschlands als Transitland für europäische Wasserstoffflüsse. Einige Korridore können auch für kohlenstoffarmen Wasserstoff genutzt werden. Szenario *Ausweitung und Vertiefung*: Deutliche Beschleunigung in der Absprache zur Finanzierung von Pipelinekorridoren und der Umsetzung von Instrumenten zur Wasserstoffnachfrage.

In dem Szenario mit erheblich gesteigertem Ambitionsniveau lassen sich die verfügbaren Wassermengen deutlich anheben (Szenario *Ausweitung und Vertiefung*): Die notwendigen Absprachen zur Finanzierung und Planung der Korridore werden in diesem Szenario in den nächsten Jahren umgesetzt. Gleichzeitig erhöhen weitere ambitionierte Instrumente die gesicherte Nachfrage nach erneuerbarem

Wasserstoff. In Kombination ermöglichen diese Maßnahmen, dass mehr Länder per Pipelines an Deutschland angebunden werden. Das Importpotenzial an erneuerbarem Wasserstoff im Jahr 2035 steigt dann auf 100 TWh.



Box 1: Transitrolle Deutschlands

Die in dieser Studie angenommenen Wasserstoffkorridore zielen in erster Linie auf das Importland Deutschland ab, auf das ein Großteil des europäischen Importbedarfs entfallen wird. Es ist davon auszugehen, dass gerade am Anfang des Hochlaufs der internationale Wasserstoffhandel einer solchen Korridorlogik folgt, da Verbindungen zwischen den Korridoren noch nicht oder nur in geringem Maß vorhanden sind. Aufgrund seiner geografischen Lage wird Deutschland künftig aber auch eine wesentliche Rolle als Transitland für Wasserstoffflüsse spielen. Das in Deutschland konzipierte Kernnetz sieht einen Anschluss an die Nachbarländer Deutschlands vor und zeigt damit bereits in diese Richtung. Angesichts der generellen Unsicherheiten bezüglich des Wasserstoffhochlaufs ist jedoch unklar, wann und in welcher Größenordnung sich die Transitfunktion Deutschlands einstellen wird. Da in dieser Studie die zu erwartenden Importmengen in Deutschland im Vordergrund stehen, werden Transitflüsse durch Deutschland nicht betrachtet.

1.2 Eine gesicherte Wasserstoffnachfrage und Finanzierungsmechanismen für die Infrastruktur sind zentrale Bedingungen für den Hochlauf der Importe aus allen Korridoren. Beides erfordert zusätzliche regulatorische Maßnahmen.

Gesicherte langfristige Abnahmemengen zu einem sicher vorhersehbaren Preis sind nötig, damit es zu einer Finanzierung und einer entsprechenden Investitionsentscheidung von Erzeugungsprojekten kommt. Die erheblichen Hochlauftrisiken erfordern zusätzliche regulatorische Maßnahmen. Nachfrageinstrumente wie die Industriequoten aus der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie der EU (RED III) oder die Klimaschutzverträge für die Industrie müssen so umgesetzt werden, dass potenzielle Wasserstoffnutzer zu festen Abnahmezusagen bewegt werden.

Eine Finanzierung der benötigten internationalen Pipelinekorridore ist ohne regulatorische Unterstützung nahezu ausgeschlossen. Besonders am Anfang werden die sehr kapitalintensiven Pipelineprojekte ihre Kosten nicht selbst decken können, da die Transportmengen an Wasserstoff noch gering sein werden. Die Planung und der Bau der Korridore dauern je nach Geografie vier bis fünf Jahre. Damit Wasserstoffimporte per Pipeline schon bis Mitte der 2030er Jahren realisiert werden, bedarf es zeitnah einer Lösung für das Finanzierungsproblem. Dafür

müssen die beteiligten Staaten rasch in Verhandlungen treten, um die Priorisierung der Korridore und die Aufteilung der Finanzierung zu klären.

1.3 Umfassende Wasserstoffimporte sind notwendig, weil Deutschland selbst nicht ausreichend Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen herstellen kann.

Standorte mit günstigen Bedingungen für die Herstellung von Strom und Wasserstoff existieren in Deutschland, sind jedoch im Vergleich zum stark steigenden Bedarf einer klimaneutralen Wirtschaft begrenzt. Deshalb gehen die meisten Energieszenarien von einem Importanteil über 50 Prozent aus, mit einer in den 2030er Jahren steigenden Tendenz.¹ Die Nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung geht von einem Importanteil zwischen 50 Prozent und 70 Prozent aus.²

Die bisher angekündigten Produktionsprojekte und politischen Instrumente lassen in Deutschland für 2030 eine installierte Elektrolyseleistung von ca. 5 GW_{el} erwarten.³ Auch für die heimische Wasserstoffproduktion gelten die oben

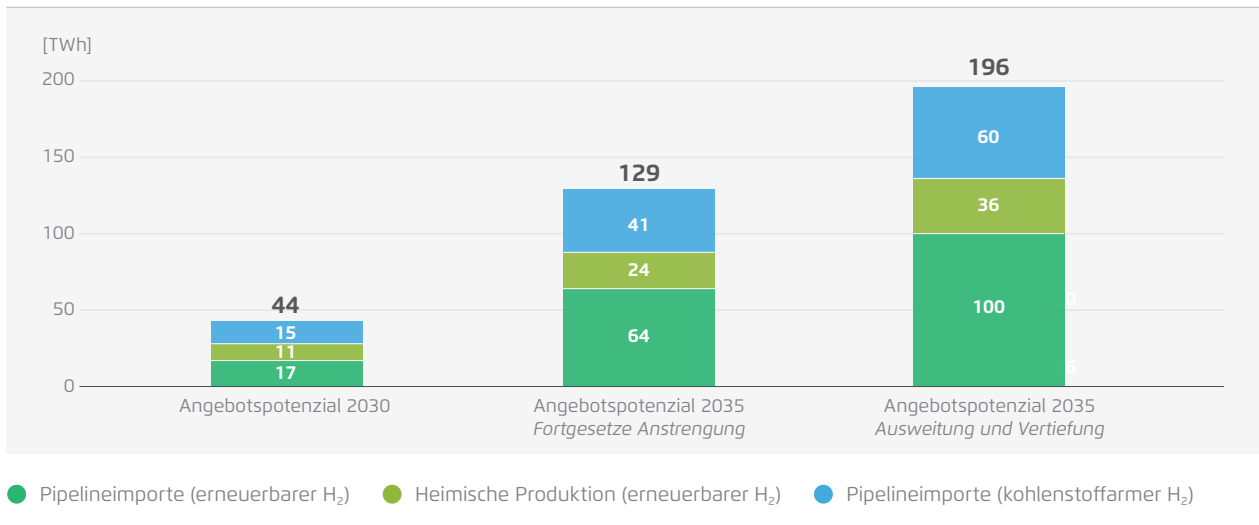
1 Stiftung Klimaneutralität (2022)

2 Deutsche Bundesregierung (2024)

3 BloombergNEF (2024)

Wasserstoffangebot in den Jahren 2030 und 2035

→ Abb. 4



Agora Energiewende (2024). Anmerkungen: Heimische Produktion: installierte Elektrolyseleistung von 5,4 GW_{el} (2030), 10 GW_{el} (2035, Szenario *Fortgesetzte Anstrengung*) bzw. 15 GW_{el} (2035, Szenario *Ausweitung und Vertiefung*). Niedertemperaturelektrolyse mit einer Effizienz von 69 % (Hi) und 3.000 (2030) bzw. 3.500 (2035) Volllaststunden. Keine Berücksichtigung von etwaigen schiffsbasierten Importen. Rundungsbedingte Abweichungen sind möglich.

beschriebenen Hochlauftrisiken: Nur etwa die Hälfte dieser Elektrolyseleistung befindet sich bereits in einem fortgeschrittenen Planungsstadium. Diese Studie geht für 2030 davon aus, dass die bereits angekündigten politischen Instrumente so umgesetzt werden, dass darüber hinaus auch die sich noch nicht im fortgeschrittenen Planungsstadium befindlichen Projekte erfolgreich sind und für 2030 eine Elektrolyseleistung von 5,4 GW_{el} umgesetzt wird. Für 2035 geht diese Studie im Szenario *Fortgesetzte Anstrengung* von einem Anstieg auf 10 GW_{el} aus. Für den Fall, dass zusätzliche ambitionierte nachfrage- und infrastrukturseitige Maßnahmen angestrengt werden, geht diese Studie von einer im Jahr 2035 installierten Elektrolyseleistung von 15 GW_{el} aus (Szenario *Ausweitung und Vertiefung*).

1.4 Pipelines sind auf absehbare Zeit die günstigste Transportoption für Wasserstoff in Reinform – andere Optionen sind technisch schwierig und teuer.

Pipelines sind die mit Abstand günstigste Transportoption für reinen Wasserstoff auf kürzere und mittlere Distanzen (siehe Box 2). Pipelineimporte sind neben der heimischen Produktion daher eine

tragende Säule, um den Großteil des deutschen Wasserstoffbedarfs kostengünstig zu decken.

Wasserstoffpipelines sind jedoch mit hohen anfänglichen Investitionskosten verbunden. Diese können reduziert werden, wenn bestehende Erdgaspipelines auf Wasserstoff umgerüstet werden. In den meisten Korridoren können erhebliche Teile durch eine Umrüstung entstehen.

Der Transport von reinem Wasserstoff per Schiff erfordert den Einsatz von Zwischenprodukten und ist mit technologischen Risiken und aktuell hohen Kostenaufschlägen verbunden.

Beim Schifftransport wird Wasserstoff zunächst in ein anderes Molekül, zum Beispiel Ammoniak, umgewandelt, und im Importland wieder davon abgetrennt. Dadurch entstehen hohe Energieverluste, was diese Route entsprechend teuer macht. Vorteile der Schiffsroute sind neben einer einfacheren Diversifizierung der Anbieter möglicherweise geringere Vorlaufzeiten aufgrund einfacherer Genehmigungsprozesse und zum Teil bereits bestehender Infrastruktur, wodurch sich der Import per Schiff möglicherweise für eine frühe Umsetzung kleinerer Importmengen reinen Wasserstoffs eignet (zum Import von Wasserstoffderivaten siehe unten). Für größere Mengen dürfte hingegen die Kosteneffizienz des Pipelinetransports überwiegen.

→ Box 2: Transportoptionen für Wasserstoff

Viele Anwendungen, zum Beispiel beim stofflichen Einsatz von Wasserstoff, sind auf reinen Wasserstoff angewiesen. Eine wesentliche Transportoption für reinen Wasserstoff sind Pipelines. Reiner Wasserstoff kann aber auch transportiert werden, indem er in ein leichter zu transportierendes Molekül umgewandelt wird. Diese Wasserstoffderivate können beispielsweise per Schiff transportiert werden, müssen aber zur Nutzung als Wasserstoff wieder zurückgewandelt werden. Welche Transportoption für einen bestimmten Anwendungsfall günstiger ist, hängt im Wesentlichen von den anfänglichen Investitionskosten und der Effizienz der Wertschöpfungskette und des Transports ab.

Sowohl der Schiffstransport von Wasserstoff in Form eines Derivats als auch der Transport von reinem Wasserstoff durch Pipelines sind mit hohen Investitionskosten verbunden. Schiffstransporte benötigen Anlagen zur Umwandlung des Wasserstoffs in das entsprechende Derivat (zum Beispiel Ammoniak, Liquid Organic Hydrogen Carriers/LOHC, Methanol) und weitere Anlagen zur Rückumwandlung in Wasserstoff. Ebenso erforderlich sind Zwischenspeicher und große Schiffe zum Transport der Derivate. Der Vorteil solcher Transportkonzepte besteht darin, dass sich die Kosten für den Transport von Wasserstoff, sobald die erforderliche Infrastruktur vorhanden ist, in Abhängigkeit von der Entfernung nicht wesentlich ändern. Wasserstoffpipelines hingegen erfordern keine teuren und energieintensiven Konversionsprozesse, allerdings steigen bei Pipelines die Investitionskosten in Abhängigkeit von der Entfernung. Aus diesem Grund werden Wasserstoffpipelines mit steigender Entfernung zunehmend unwirtschaftlich.¹

Der entscheidende Nachteil von schiffsbasierten Transportoptionen gegenüber Pipelines ist hingegen eine deutlich niedrigere Effizienz. Die zum Transport per Schiff nötige Umwandlung des Wasserstoffs in Derivate und die Rückumwandlung sind mit hohen Energieverlusten verbunden.² Die dafür notwendige Technik, zum Beispiel Ammoniakcracking, wurde bisher noch nicht großskalig demonstriert, sodass auch technische Risiken eine Rolle spielen. Der Wasserstofftransport per Pipeline ist hingegen mit sehr geringen Energieverlusten verbunden und technisch ausgereift.

Zentraleuropäische Importländer wie Deutschland haben eine Vielzahl möglicher Wasserstoffexporteure in einem Umkreis von 1.000 bis 2.000 Kilometern. Bei solchen Distanzen kommen der erhebliche Effizienzvorteil und die niedrigeren Investitionskosten von Pipelines voll zum Tragen.

Für die Beantwortung der Frage, über welchen Transportweg der günstigste Wasserstoff nach Deutschland oder Europa bereitgestellt werden kann, muss der Unterschied der Transportkosten zu den potenziell günstigeren Wasserstoffproduktionskosten in Relation gesetzt werden, die in entlegeneren Regionen der Welt möglicherweise erreichbar sind.

Ein solcher Vergleich von Produktions- und Transportkosten zeigt: Es ist davon auszugehen, dass Länder wie Deutschland reinen Wasserstoff am günstigsten per Pipeline aus den europäischen und nordafrikanischen Nachbarregionen importieren können. Es ist unwahrscheinlich, dass sehr günstige Bedingungen für Erneuerbare Energien (zum Beispiel in Chile, Brasilien oder Namibia) oder großzügige Subventionen (zum Beispiel in den USA) den Kostennachteil des dafür nötigen Schiffstransports ausgleichen können.

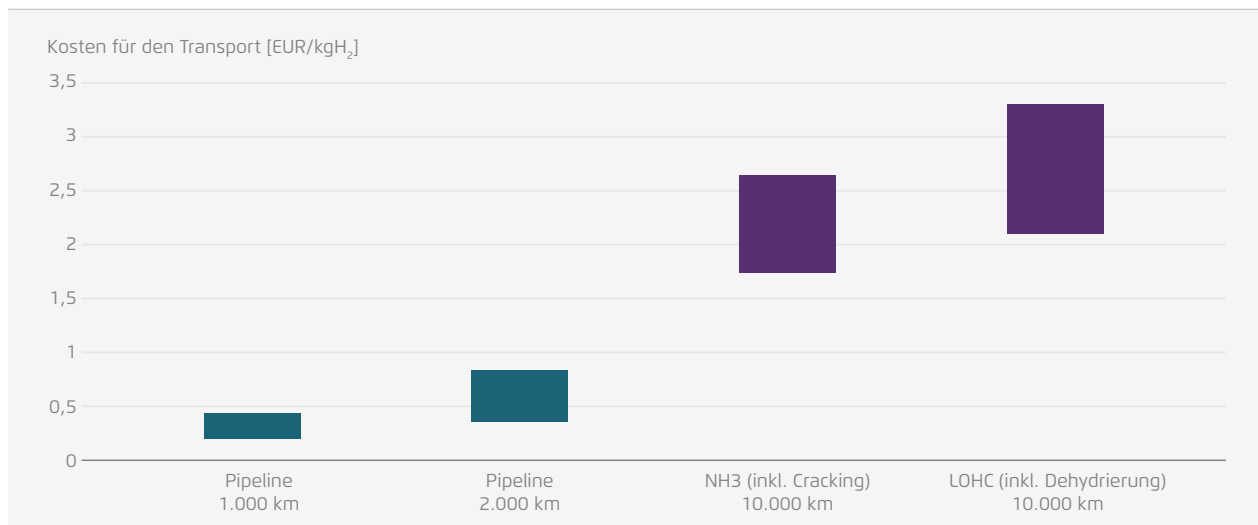
Wasserstoffderivate wie Ammoniak, die direkt im Importland genutzt werden, unterliegen einer anderen Logik. Da für die Direktnutzung der Derivate keine Rückumwandlung notwendig ist, wird der Import dieser Derivate in vielen Fällen günstiger sein als ihre heimische Produktion.

¹ Insbesondere bei Pipelines, zum Teil aber auch bei Infrastruktur für schiffsbasierten Wasserstofftransport, kann die Nutzung bestehender Infrastruktur helfen, die hohen nötigen Investitionskosten zu reduzieren.

² Der Import von Wasserstoffderivaten zur Direktnutzung unterliegt einer anderen Logik, siehe Kapitel 1.7.

Transportkosten für reinen Wasserstoff

→ Abb. 5



Acatech (2022), Öko-Institut, Agora Energiewende und Agora Industrie (2023). Anmerkung: Darstellung exemplarischer Transportdistanzen nach Deutschland. Ostseeraum (ca. 1.000 km), Iberische Halbinsel (ca. 2.000 km), Namibia (10.000 km).

In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass Pipelines den weit überwiegenden Teil der deutschen Wasserstoffimporte darstellen. Schiffsbasierte Importe werden in dieser Studie nicht betrachtet.

1.5 Ohne weitere Maßnahmen in den Bereichen Nachfrage und Infrastruktur bleiben die über Pipelines realisierbaren Mengen hinter ihrem Potenzial zurück.

Eine gesicherte Nachfrage ist zentrale Bedingung für die Realisierung von Produktionsprojekten.

→ **Eine hinreichend sichere Nachfrage, das heißt ein ausreichend langfristiger Abnahmevertrag, ist Voraussetzung dafür, dass Projekte zur Wasserstoffproduktion eine Finanzierung erhalten und eine finale Investitionsentscheidung getroffen werden kann.** Die Produktion von Wasserstoff ist insbesondere in der Hochlaufphase kapitalintensiv. Nur wenn ein Projekt für einen weit überwiegenden Teil der Produktion langjährige Abnahmeverträge zu verlässlichen Preisen vorweisen kann, werden Geldgeber zur Finanzierung bereit sein. Dabei gilt: je robuster der Abnahmevertrag, also je verlässlicher die Kreditwürdigkeit und das

Geschäftsmodell des Abnehmers, desto bessere Finanzierungsbedingungen und desto günstiger der produzierte Wasserstoff.⁴

→ **Solange Wasserstoff kostenintensiv ist, die Preisentwicklung unsicher bleibt und es auf der Nachfrageseite noch nicht ausreichend Leitmärkte für klimafreundliche Produkte gibt, werden potenzielle Wasserstoffabnehmer nicht bereit sein, langjährige Abnahmeverträge zu schließen.** Für Wasserstoff relevant ist insbesondere das Verhältnis zum Erdgaspreis inklusive des Aufschlags durch einen CO₂-Preis. So können beispielsweise Direktreduktionsanlagen zur Stahlherstellung sowohl mit Erdgas als auch mit Wasserstoff betrieben werden. Stahlhersteller, Kraftwerksbetreiber und andere Abnehmer werden sich nur dann langfristig an Wasserstoff binden, wenn sie die Sicherheit haben, damit marktfähig zu produzieren oder die Mehrkosten an die Endkunden weitergeben zu können, etwa durch Produktkennzeichnungen (zum Beispiel „grüner Stahl“).

⁴ OIES (2023)

- **Eine Mischung aus Quoten, Garantien, Förderung und die Schaffung von Leitmärkten kann die bestehende Kostenlücke schließen und für ausreichend Sicherheit sorgen, sodass langjährige Abnahmeverträge geschlossen werden.** Quoten, wie in der RED III angelegt, garantieren potenziellen Wasserstoffproduzenten eine Grundnachfrage und den potenziellen Nachfragern einheitliche Wettbewerbsbedingungen in Europa. Instrumente wie die Klimaschutzverträge, welche die Differenzkosten zu alternativen Energieträgern ausgleichen, sichern so die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen. Leitmärkte erhöhen die Zahlungsbereitschaft für grüne Produkte und helfen so dabei, die Kostenlücke zu schließen. Entscheidend ist, dass die genannten Instrumente bestmöglich aufeinander abgestimmt werden, um sowohl die staatlichen Kosten als auch mögliche Wettbewerbsnachteile zu minimieren.
- **Gebündelte Abnahmeverträge durch Instrumente wie H2Global sind ein weiterer Ansatz, bedürfen aber substanzieller staatlicher Mittelausstattung.** Vom Staat finanzierte und eingesetzte Organisationen agieren hier direkt als Intermediäre zwischen Produzenten und Abnehmern und zeichnen selbst Abnahmeverträge. Internationale Wasserstoffproduzenten können ihre Geschäftsplanung auf einen zentralen Abnehmer ausrichten, wodurch die bestehende Unsicherheit im Hochlauf reduziert wird. Dies führt zu einem effizienteren Einsatz staatlicher Mittel für den Wasserstoffhochlauf.

Zeitnahe Absprachen zur Planung und Finanzierung der Pipelinekorridore zwischen den Mitgliedstaaten sind unabdingbar, wenn in den frühen 2030er Jahren erste Importe realisiert werden sollen.

- **Wasserstoffkorridore sind sehr kapitalintensive Projekte, die sich angesichts des graduellen Hochlaufs nicht von Anfang an selbst tragen können. Es bedarf einer regulatorischen Absicherung dieser Projekte.** Für das nationale Wasserstoffkernnetz hat sich die Bundesregierung für ein Amortisationskonto entschieden. Die Netzentgelte für die Nutzung der Pipelines liegen anfangs unter den realen Kosten, um den Hochlauf zu ermöglichen. Später finanzieren Wasserstoffkunden

die anfänglichen Verluste gegen. Der Staat sichert diese intertemporale Kostenverschiebung über ein Amortisationskonto ab. Ein ähnlicher Mechanismus könnte auch die Finanzierung der internationalen Pipelines ermöglichen.⁵

- **Bei länderübergreifenden Korridoren muss die Finanzierungslösung zwischen den Staaten getroffen werden. Hierfür müssen zeitnah politische Verhandlungen erfolgen.** Damit Wasserstoffimporte per Pipelines schon in der ersten Hälfte der 2030er Jahre realisiert werden, bedarf es einer Lösung für das Finanzierungsproblem innerhalb der nächsten Jahre. Es ist davon auszugehen, dass die dafür nötigen Verhandlungen in erster Linie auf zwischenstaatlicher Ebene stattfinden werden, wobei insbesondere die Europäische Kommission eng eingebunden werden sollte. Auch auf die Einbindung betroffener Nachbarstaaten sollte geachtet werden.
- **Auch Finanzierungslösungen für Korridore, die Erzeuger und Importeure ohne Transitländer direkt verbinden, sind herausfordernd.** Bei diesen Korridoren haben prinzipiell beide Seiten ein Interesse an einer Finanzierungslösung. Dennoch ist auch hier nicht sicher, ob die Exportländer in gleichem Maße an einer Pipelineanbindung interessiert sind wie das Importland. So zielen Schweden und Finnland stärker auf den Export von nachgelagerten Produkten, wie aus Wasserstoff hergestelltem grünen Stahl, anstatt auf den Export von Wasserstoff selbst.
- **Korridore über mehrere Länder hinweg, darunter die beiden Südkorridore, erfordern komplexere Lösungen, die eine entsprechende Vorlaufzeit für Absprachen bedingen.** Im Fall des Südkorridors (A) sind Italien und Österreich selbst Wasserstoffimporteure, sodass eine gemeinsame Finanzierung entsprechend den künftig entnommenen Mengen denkbar ist. Herausfordernd wird hingegen die Finanzierung des Südwestkorridors (B) mit dem Transitland Frankreich. Frankreich ist voraussichtlich selbst nicht oder in geringem Maße auf Wasserstoffimporte angewiesen und

⁵ EHB (2024)

könnte entsprechend weniger stark dazu bereit sein, einen Korridor für die deutsche Versorgung mitzufinanzieren.

→ **Importländer wie Deutschland sollten frühzeitig auf mitgliedstaatlicher Ebene mit den Partnerländern verhandeln, um in der ersten Hälfte der 2030er Jahre Wasserstoff aus Pipelines beziehen zu können.** Bei allen Korridoren, besonders aber bei den beiden Südkorridoren, ist eine Vielzahl von Mitgliedstaaten und Akteuren involviert. Die Planung und der Bau eines Korridors dauern, je nach Anteil der umzurüstenden Leitungen und geografischen Bedingungen, vier bis fünf Jahre. Hinzu kommt die notwendige Ingenieursplanung. Damit es bis zum Jahr 2030 zu ersten Wasserstoffimporten per Pipelines kommt, sind nahezu unverzüglich Fortschritte bei der Finanzierungsfrage notwendig. Auch mit Blick auf 2035 bleiben lediglich wenige Jahre, um diese komplexen mitgliedstaatlichen Diskussionen zu führen.

1.6 Die Erhöhung des Wasserstoffangebots erlaubt eine schnelle Transformation der Industrie und des Stromsektors.

Erneuerbarer Wasserstoff ist besonders wichtig für die Dekarbonisierung derjenigen Sektoren, in denen er wegen seiner stofflichen Eigenschaften oder seiner Speicherfähigkeit benötigt wird. Die zentralen Anwendungsbereiche in den 2030er Jahren, die für die Klimaneutralität entscheidend sind, bilden die Stahlherstellung, die Chemieindustrie und der Stromsektor. Auch in der Dekarbonisierung des Schwerlastverkehrs kann Wasserstoff eine Rolle spielen.

Höhere Importe und eine höhere heimische Produktion von erneuerbarem Wasserstoff erlauben es, die Transformation dieser Sektoren deutlich zu beschleunigen. Im Szenario *Ausweitung und Vertiefung* steht Mitte der 2030er Jahre mehr erneuerbarer Wasserstoff zur Verfügung, der insbesondere in der Stahlherstellung und den Stromerzeugungskraftwerken für eine beschleunigte Transformation eingesetzt werden kann. In beiden Sektoren wird durch den

stärkeren Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff die Nutzung von Erdgas reduziert und werden die damit verbundenen Treibhausgasemissionen eingespart. Im Verkehrssektor kann Wasserstoff bei ausreichendem Aufkommen in größerem Umfang eingesetzt werden. Allerdings steht hier mit der Elektrifizierung eine Alternative zur Wasserstoffnutzung zur Verfügung.

→ **Stahl:** Stahlwerke in Deutschland haben bereits umfassende Förderzusagen für den Aufbau von Direktreduktionsanlagen (DRI-Anlagen mit einer Kapazität von ca. 9 Millionen Tonnen Eisenschwamm pro Jahr) erhalten, welche einen Teil der heute genutzten Hochöfen künftig ersetzen. Weitere DRI-Anlagen wurden angekündigt (Kapazität ca. 5 Millionen Tonnen Eisenschwamm pro Jahr). Die DRI-Anlagen können sowohl mit Erdgas als auch mit Wasserstoff betrieben werden. Im Szenario *Fortgesetzte Anstrengung* reicht das Angebot nicht aus, um die Anlagen dieser ersten beiden Investitionswellen vollständig mit erneuerbarem Wasserstoff zu betreiben. Nur rund die Hälfte der DRI-Produktion der frühen 2030er Jahre wäre in diesem Szenario wasserstoffbasiert, was einer Rohstahlproduktion von ca. acht Millionen Tonnen entspricht.⁶ Die übrige Kapazität der DRI-Anlagen würde hier noch mit Erdgas oder mit aus fossilen Energien gewonnenem Wasserstoff betrieben. Eine deutlich umfassendere Flankierung des erneuerbaren Wasserstoffhochlaufs (Szenario *Ausweitung und Vertiefung*) würde es erlauben, die DRI-Anlagen der ersten beiden Investitionswellen Mitte der 2030er Jahre vollständig mit erneuerbarem Wasserstoff zu betreiben. Dadurch ließe sich die Menge des produzierten grünen Rohstahls aus den ersten DRI-Anlagen verdoppeln.

→ **Stromsektor:** Ein klimaneutrales Stromsystem benötigt neben möglichst flexiblem Stromverbrauch, europäischem Stromaustausch und Stromspeichern auch regelbare Kraftwerke, um Versorgungssicherheit im Fall einer mehrtägigen Dunkelflaute zu gewährleisten. Wasserstoff ist unter anderem in Salzkavernen langfristig

⁶ Angenommen ist der Einsatz von 0,9 Tonnen Eisenschwamm pro Tonne grünem Rohstahl.

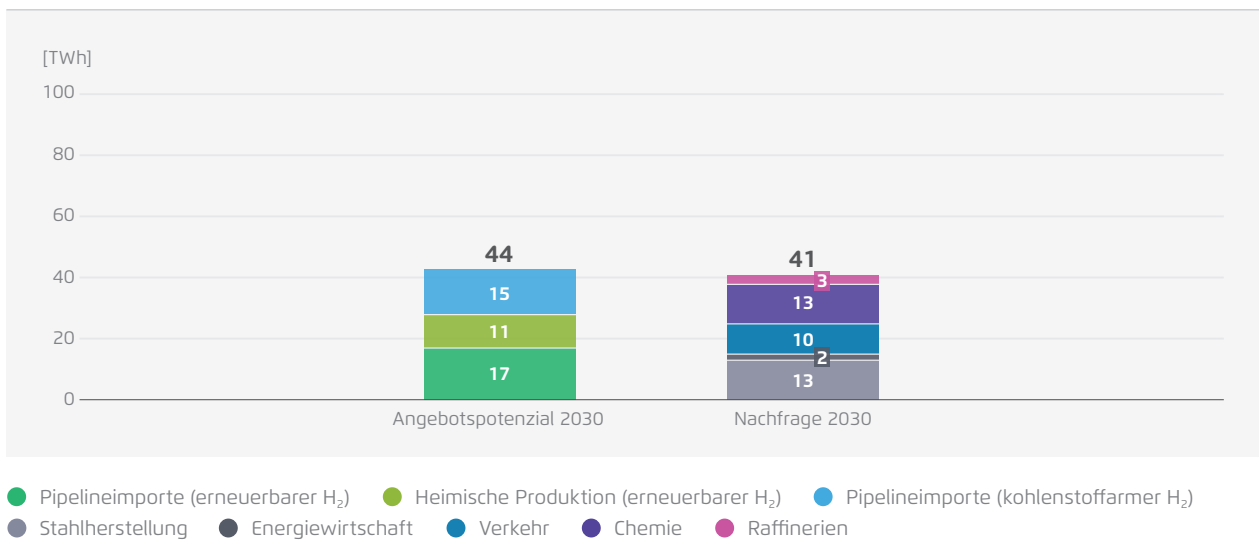
speicherbar, weshalb Wasserstoffkraftwerke künftig diese Funktion übernehmen können. Im Szenario *Klimaneutrales Stromsystem 2035* werden im Jahr 2035 für ein weitgehend dekarbonisiertes Stromsystem 135 TWh Wasserstoff eingesetzt.⁷ In dem in dieser Studie beschriebenen Szenario *Fortgesetzte Anstrengung* reicht das Wasserstoffangebot nur für einen geringen Teil dieses Bedarfs, sodass Erdgaskraftwerke den Großteil der flexiblen Leistung bereitstellen. Ein schnellerer Wasserstoffhochlauf (Szenario *Ausweitung und Vertiefung*) würde es erlauben, schon früher größere Teile des Kraftwerkparcs auf erneuerbaren Wasserstoff umzustellen und somit schneller einen klimaneutralen Stromsektor zu erreichen.

→ **Verkehr:** In der Transformation des Schwerlastverkehrs können neben batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV) auch Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV) eine Rolle spielen, die mit Wasserstoff betrieben werden. Anders als in anderen Sektoren gibt es hier mit BEV eine bereits heute kommerziell verfügbare Alternative. Hinzu kommt, dass für die Nutzung von FCEV großflächig Wasserstofftankstellen aufgebaut werden müssen, deren Versorgung mit Wasserstoff sichergestellt sein muss. Aus diesen Gründen ist davon auszugehen, dass bei niedrigerer Verfügbarkeit von Wasserstoff (Szenario *Fortgesetzte Anstrengung*) dieser prioritär in anderen Sektoren eingesetzt wird. Bei einem erhöhten Wasserstoffangebot (Szenario *Ausweitung und Vertiefung*) könnte mehr Wasserstoff im Verkehrssektor eingesetzt und die Transformation dieses Sektors so beschleunigt werden.

⁷ Agora Energiewende (2022). Der durchschnittliche langfristige Wasserstoffeinsatz im Stromsystem hängt maßgeblich vom Ausbau der Erneuerbaren Energien im In- und Ausland, der Dimensionierung und Wirkungsgrade der Kraftwerke, der Flexibilität des Stromverbrauchs, der Verfügbarkeit von Stromspeichern und dem Ausbau der Interkonnektoren ab. Ein geringer Teil des Wasserstoffbedarfs kann auch durch flüssige synthetische Energieträger ersetzt werden.

Wasserstoff: Herkunft und Einsatz im Jahr 2030

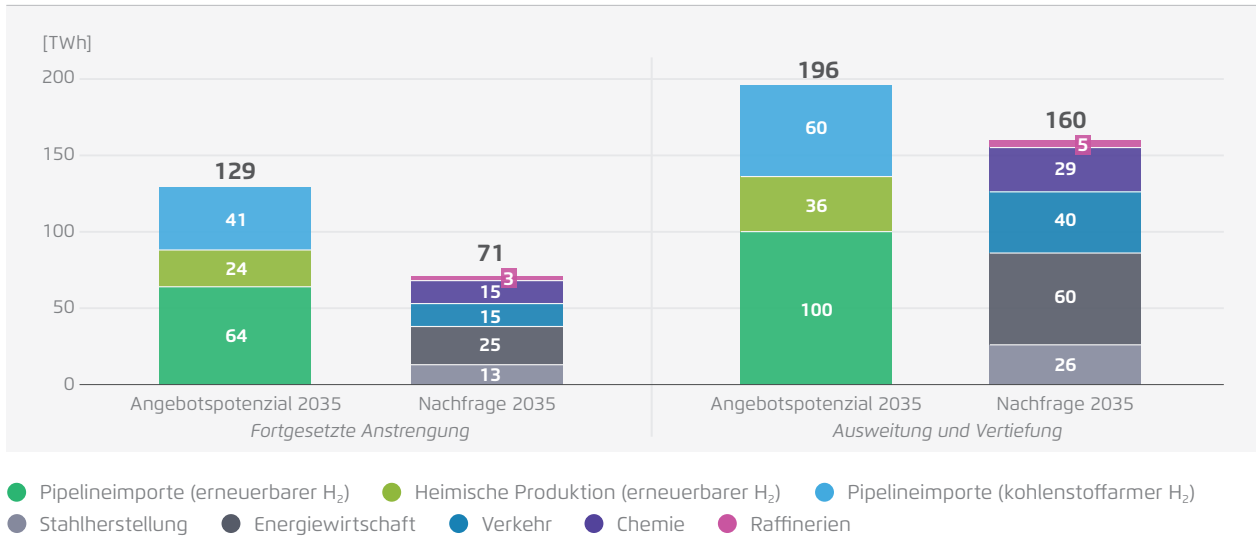
→ Abb. 6



Agora Energiewende (2024). Rundungsbedingte Abweichungen sind möglich.

Wasserstoff: Herkunft und Einsatz im Jahr 2035

→ Abb. 7



Agora Energiewende (2024)

1.7 Importe von energieintensiven Vorprodukten sind eine wichtige Ergänzung des Wasserstoffhochlaufs.

Die Transformation der energieintensiven Industrien in Deutschland wird voraussichtlich auf mehreren Beschaffungsstrategien beruhen, die sich gegenseitig ergänzen. Insbesondere in der Stahlherstellung und der Chemieindustrie ist der Einsatz von Wasserstoff unverzichtbar. Möglichst kostengünstige Importe von Wasserstoff tragen dazu bei, dass diese Güter weiterhin wettbewerbsfähig in Deutschland produziert werden können. Die Möglichkeit, energieintensive Grundstoffe wie Stahl weiter im eigenen Land herstellen zu können, ist strategisch bedeutsam.

Importe von wasserstoffintensiven Vorprodukten wie Eisenschwamm und Ammoniak können Wasserstoffimporte kostengünstig ergänzen und bieten so eine weitere Option bei der Dekarbonisierung dieser Industrien. Der zur Stahlproduktion nutzbare Eisenschwamm ist in brikettierter Form (*Hot briquetted iron*) einfach in großen Mengen zu transportieren.⁸ Der Import von Eisenschwamm als

Ergänzung zur Herstellung im eigenen Land erlaubt es, die Stahlindustrie in Deutschland kosteneffizienter zu transformieren. Hierbei gilt es, die richtige Balance zwischen strategischer Resilienz und kostengünstigen Importen zu finden. Der Import von sechs Millionen Tonnen Eisenschwamm ermöglicht die Herstellung der gleichen Menge Rohstahl wie der Import von etwa 10 TWh Wasserstoff. Ammoniak, dessen Einsatz schwerpunktmäßig in der Düngemittelherstellung liegt, wird bereits heute international gehandelt.

Strategische Partnerschaften zum Import wasserstoffintensiver Vorprodukte tragen dazu bei, die Wettbewerbsfähigkeit der wasserstoffintensiven Industrien zu erhalten und so Arbeitsplätze und Wertschöpfung zu sichern. Der Großteil der industriellen Wertschöpfung findet nicht im energieintensiven Teil der Wertschöpfungskette statt, sondern in den nachgelagerten Zweigen.⁹ Der Import von mit erneuerbarem Wasserstoff hergestellten Vorprodukten kann die Wettbewerbsfähigkeit dieser nachgelagerten Wertschöpfungsstufen erhöhen und somit Wertschöpfung und Arbeitsplätze sichern. Dazu beitragen können strategische Partnerschaften mit

⁸ Agora Industrie; Wuppertal Institut (2023)

⁹ Dezernat Zukunft (2024)

Ländern mit vergleichsweise niedrigen Produktionskosten für erneuerbaren Wasserstoff. Unternehmen, die frühzeitig solche Partnerschaften eingehen, erhöhen die Resilienz ihres Transformationspfades. Auf diese Weise wird auch die Herausbildung von Leitmärkten gefördert und so die Transformation der energieintensiven Industrien auch in anderen Ländern unterstützt.

1.8 Auch mit Importen sollte Wasserstoff fokussiert eingesetzt werden.

Die Priorisierung des Wasserstoffs ist zentral für einen erfolgreichen Wasserstoffhochlauf. Auch bei einer deutlichen Ambitionssteigerung (Szenario *Ausweitung und Vertiefung*) bleiben die verfügbaren Wasserstoffmengen im Vergleich zum heutigen Erdgaseinsatz begrenzt. Neben einer Konzentration auf ein möglichst umfassendes Angebot an erneuerbarem Wasserstoff bedarf es daher einer Priorisierung auf Nachfrageseite, damit Wasserstoff transformationsdienlich eingesetzt wird.

Elektrifizierung ist in vielen Fällen eine energieeffiziente Alternative zum Einsatz von Wasserstoff. Für industrielle Anwendungen entfällt etwa die Hälfte des Wärmebedarfs auf Temperaturniveaus unter 500 °C. Für diese Temperaturniveaus stehen Wärmepumpen und Elektrodenkessel als etablierte Technologieoptionen zur Verfügung.¹⁰ Auch für höhere Temperaturniveaus befinden sich elektrische Lösungen in der Entwicklung: Elektrolichtbogenöfen werden bereits heute in großem Umfang für die Stahlproduktion bei Temperaturen von 1.800 °C eingesetzt. Andere Technologien wie Widerstandsheizungen, Induktionsheizungen oder elektrische Steamcracker werden in den kommenden Jahren verfügbar sein und industrielle Temperaturbereiche bis 2.500 °C abdecken.¹¹ Auf diesen hohen und sehr hohen Temperaturniveaus wird es von

Anwendungsfall zu Anwendungsfall Unterschiede geben, ob eine Direktelektrifizierung oder die Anwendung von Wasserstoff technisch und ökonomisch sinnvoller ist.

1.9 Erneuerbarer Wasserstoff kann den weit überwiegenden Teil der Nachfrage decken.

Deutschland kann einen Großteil des Wasserstoffbedarfs der relevanten Sektoren durch erneuerbaren Wasserstoff decken. Durch eine Konzentration der politischen und finanziellen Unterstützung auf erneuerbaren Wasserstoff wird die Energieversorgung auf ein klimaneutrales Fundament gestellt. Dagegen ist der Klimaschutzeffekt von Wasserstoff aus Erdgas mit CO₂-Abscheidung („blauer Wasserstoff“) wegen begrenzter CO₂-Abscheideraten und Methanleckagen entlang der Wertschöpfungskette mitunter stark reduziert.¹²

Der notwendige Hochlauf der Produktion erneuerbaren Wasserstoffs darf nicht durch die Einbeziehung von nicht vollständig klimaneutralen Alternativen, wie erdgasbasiertem Wasserstoff mit CO₂-Abscheidung, erschwert werden. Um das Potenzial an erneuerbarem Wasserstoff auszuschöpfen, benötigen künftige Produzenten Gewissheit über die Absatzmöglichkeiten ihres Produkts. Das kann gewährleistet werden, indem Instrumente für den Hochlauf erneuerbaren Wasserstoffs ambitioniert umgesetzt werden. Bei der öffentlichen Förderung sollte dieser gegenüber anderen, nicht klimaneutralen Wasserstoffarten priorisiert werden.

Korridore, über die vorwiegend erneuerbarer Wasserstoff importiert werden soll, benötigen politische Sicherheit, dass Deutschland seinen Fokus auf erneuerbaren Wasserstoff beibehält und im Laufe der Zeit verstärkt. Wie bei den Produzenten von erneuerbarem Wasserstoff werden auch Pipelinebetreiber nur dann in vorwiegend mit erneuerbarem Wasserstoff zu betreibende Pipelines investieren,

¹⁰ Agora Industrie; FutureCamp (2022)

¹¹ Agora Industrie (2024)

¹² Agora Energiewende; Agora Industrie (2021)

wenn sie eine langfristig gesicherte Abnahme von erneuerbarem Wasserstoff sehen. Auf der Infrastrukturseite kann es anders als auf der Produktionsseite jedoch auch zu Synergien zwischen erneuerbarem Wasserstoff und anderen Wasserstoffarten kommen, wenn bestimmte Pipelineverbindungen durch die zwischenzeitliche Einbeziehung nicht klimaneutraler Wasserstoffarten früher in größerem Umfang ausgelastet werden. Dadurch sinkt die durch einen Amortisationsmechanismus in die Zukunft zu verlagernde Kostenunterdeckung und es können niedrigere Netzentgelte erhoben werden. Der mögliche Vorteil dieser gemischt genutzten Pipelines darf dabei aber nicht zu Lasten der ausschließlich für erneuerbaren Wasserstoff genutzten Pipelines gehen, deren Geschäftsmodell wie beschrieben durch die Verfügbarkeit von günstigerem, nicht klimaneutralem Wasserstoff im Markt unter Umständen geschwächt wird.

Ein klares politisches Bekenntnis Deutschlands zum vorwiegenden Import von erneuerbarem Wasserstoff stärkt die Bereitschaft internationaler Partner, erneuerbaren Wasserstoff gegenüber fossilem Wasserstoff mit CO₂-Abscheidung zu priorisieren.

Als Vorreiter einer erneuerbaren Wasserstoffwirtschaft hatte Deutschland bisher wesentlichen Einfluss auf die Ausrichtung anderer Länder in Richtung auf erneuerbaren Wasserstoff und damit auf die Nachhaltigkeit der weltweiten Wasserstoffproduktion insgesamt. Durch einen fortgesetzten Fokus auf erneuerbaren Wasserstoff kann Deutschland weiterhin dazu beitragen, eine Ausweitung der Erdgasförderung und den Lock-in fossiler Restemissionen zu verhindern.

Erdgasbasierter Wasserstoff mit CO₂-Abscheidung, der in Deutschland das Angebot an erneuerbarem Wasserstoff in geringem Umfang ergänzt, sollte strengen Kriterien unterliegen, damit er möglichst effektiv zur Erreichung der Klimaneutralität beiträgt: CO₂-Abscheideraten über 90 Prozent, niedrige Vorkettenemissionen und der Verzicht auf die Nutzung des abgeschiedenen CO₂ für *Enhanced Oil Recovery*. Produktionsprojekte von erdgasbasiertem Wasserstoff mit CO₂-Abscheidung haben Amortisationszeiten, die schon bei heutiger Investition in die 2040er Jahre hineinreichen. Zugleich ist unsicher, wie sehr sich die CO₂-Abscheideraten nach getätigter Investition wirtschaftlich vertretbar erhöhen lassen. Auch die Vorkettenemissionen sind bis zu einem gewissen Grad länderspezifisch und damit für einzelne Projektbetreiber schwierig zu eliminieren. Deshalb ist wichtig, dass ambitionierte Kriterien für solchen Wasserstoff frühzeitig festgelegt werden, damit schon die ersten Produktionsprojekte für Exporte in die EU möglichst wenig Emissionen verursachen. Der anstehende delegierte Rechtsakt der Europäischen Kommission sollte diesen Überlegungen Rechnung tragen und ambitionierte Kriterien für emissionsarmen Wasserstoff verankern.

2 Importe von erneuerbarem Wasserstoff nach Deutschland durch Pipelines aus Europa und den Nachbarregionen (2030 und 2035)

2.1 Methodik und Annahmen

Im Nachfolgenden werden die Methodik sowie zentrale Annahmen der Analyse beschrieben. Kapitel 2.1.1 bietet einen Kurzüberblick der untersuchten Importkorridore. In Kapitel 2.1.2 werden das Produktions- und das Exportpotenzial von erneuerbarem Wasserstoff pro Korridor und Exportland in den Jahren 2030 und 2035 ermittelt. Im ersten Analyseschritt werden dann die Produktionspotenziale je Korridor und die zugehörigen Quellenländer anhand techno-ökonomischer Szenarien dargestellt.¹³ Zur Einordnung wird diesen techno-ökonomischen Szenarien der Status tatsächlicher Projekte gegenübergestellt.¹⁴ In einem zweiten Schritt werden die Eigenverbräuche der Quellenländer aus den techno-ökonomischen Szenarien abgezogen und so das Exportpotenzial abgeleitet. In Kapitel 2.1.3 wird die Methodik zur Bestimmung der Wasserstoffproduktionskosten (*levelised cost of hydrogen*, kurz LCOH) pro Exportland beschrieben. Auf dieser Grundlage wird anschließend das Exportpotenzial durch eine semiquantitative Analyse plausibilisiert. Die dahinterliegende Methodik wird in Kapitel 2.1.4 beschrieben. Abschließend werden in Kapitel 2.1.5 die Interdependenzen entlang der Wertschöpfungskette hinsichtlich der Projektphasen und daraus resultierende Herausforderungen beschrieben.

2.1.1 Kurzbeschreibung der Importkorridore

Analyse der fünf Exportkorridore nach Deutschland inklusive der zugehörigen Exportländer (siehe Abbildung 8):

A. Nordafrika & Südeuropa

In diesem Korridor werden die Exportländer Tunesien und Algerien betrachtet. Der Transport des Wasserstoffs erfolgt über die Transitländer Italien und Österreich. Zudem werden die potenziellen Importbedarfe von Anrainerstaaten entlang der Importroute nach Deutschland berücksichtigt (Slowenien, Slowakei, Tschechien).

B. Südwesteuropa & Nordafrika

In diesem Korridor werden die Exportländer Spanien, Portugal und Marokko betrachtet. Der Transport des Wasserstoffs erfolgt über Frankreich nach Deutschland.

C. Nordsee

In diesem Korridor werden die Exportländer Norwegen, Dänemark sowie das Vereinigte Königreich betrachtet. Mit Ausnahme von Dänemark (Landverbindung) erfolgt der Transport des Wasserstoffs über Unterseepipelines nach Deutschland. Abzweigungen zu den potenziellen Importländern Niederlande, Belgien und Luxemburg werden ebenfalls berücksichtigt.

D. Nordische und baltische Regionen

In diesem Korridor werden die Exportländer Finnland und Schweden betrachtet. Der Transport des Wasserstoffs würde über eine Offshore-Pipeline direkt nach Deutschland stattfinden. Eine Onshore-Pipeline über die baltischen Staaten ist ebenfalls eine Option, allerdings wird die Direktroute nach Deutschland in dieser Analyse als wahrscheinlicher betrachtet. Ein Vergleich der beiden Routen ist in Kapitel 2.2.4 zu finden. Eine mögliche Abzweigung zum potenziellen Importland Polen wird ebenfalls berücksichtigt.

¹³ EHB, 2021, Fraunhofer ISI, 2023

¹⁴ IEA, 2023

E. Ost- und Südosteuropa

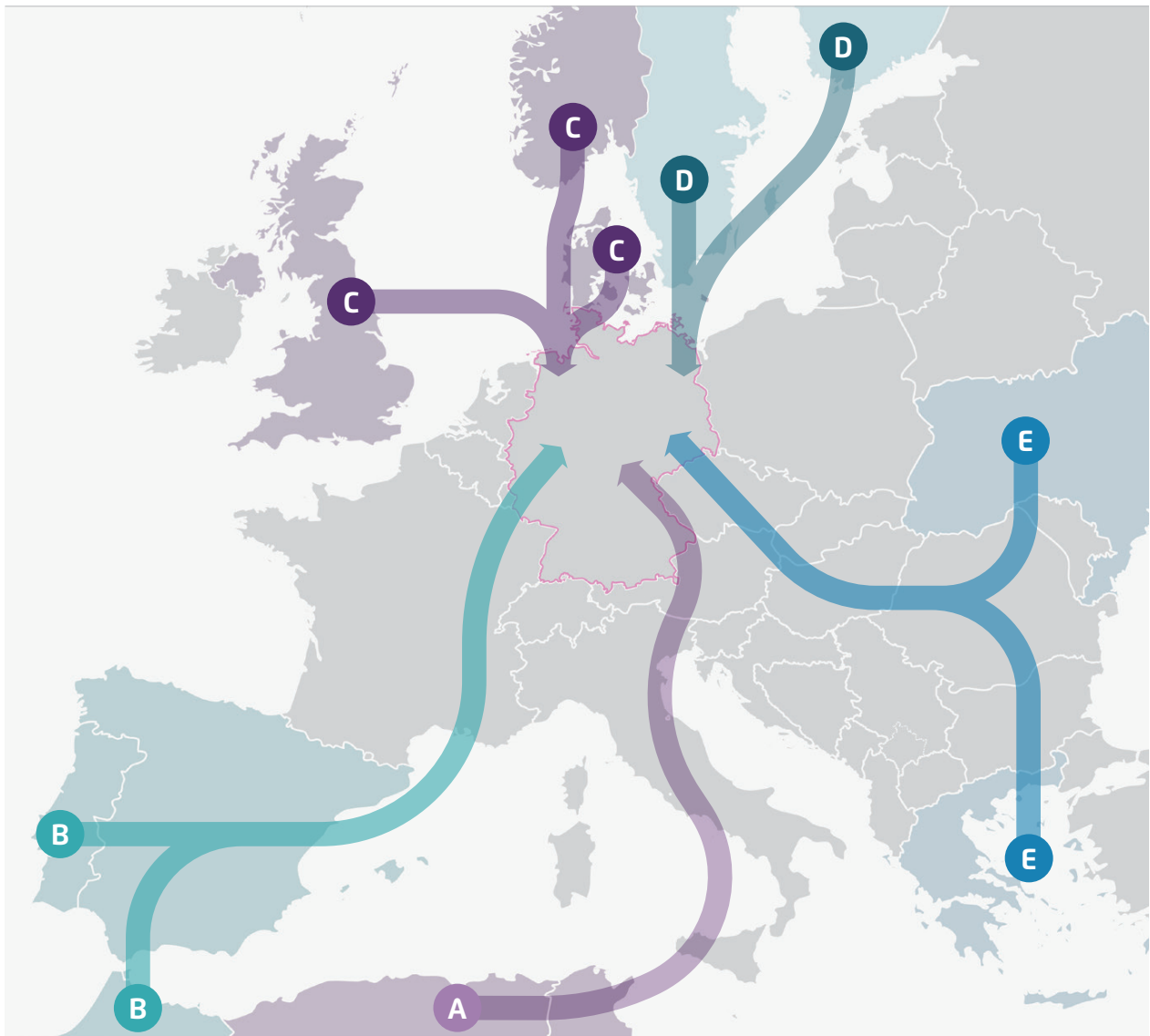
In diesem Korridor werden die Exportländer Griechenland und Ukraine betrachtet. Als Transitländer, zum Teil mit eigenem Importbedarf, werden Bulgarien, Rumänien, Ungarn, Slowenien, Kroatien, Slowakei, Tschechien und Österreich berücksichtigt.

In Tabelle 2 werden die untersuchten Importkorridore unter anderem hinsichtlich ihrer erwarteten Zeit-
leiste, ihrer Kapazitäten und ihres Status als

Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest, kurz PCI) beziehungsweise als Vorhaben von gegenseitigem Interesse (Project of Mutual Interest, kurz PMI) dargestellt (siehe auch Box 6).

Darstellung der analysierten Importkorridore

→ Abb. 8



Agora Energiewende und Guidehouse (2024). Anmerkung: Schematische Darstellung der Korridorverläufe.

Übersicht der betrachteten Importkorridore

→ Tabelle 2

Korridor	Betrachtete Exportländer	Betrachtete Transitländer	Beteiligte Fernleitungsnetzbetreiber	Anteil umzurüsten-der / neu zu bauender Leitungen ¹	Korridorlänge ¹	Zeitleistelauf Betreiber	Kommunizierte Gesamtkosten (Mrd. EUR)	Korridorteile mit PCI-/PMI-Status
Korridor A: Nordafrika & Südeuropa	Tunesien, Algerien	Italien, Österreich, Tschechien, Slowenien, Slowakei	Sonatrach, Sotugat/ TTPC, TMPC, Snam, TAG, GCA, bayernets	~ 60 % / 40 %	~ 11.000 km	2027–2030	(nicht kommuniziert)	Italien – Österreich – Deutschland
Korridor B: Südwesteuropa & Nordafrika	Spanien, Portugal, Marokko	Frankreich	Enagás, GRTgaz, OGE, REN, Teréga, Sonatrach, Metragaz, Transgas	~ 60 % / 40 %	~ 10.000 km	2030	2,5	Portugal – Spanien – Frankreich – Deutschland
Korridor C: Nordsee	Vereinigtes Königreich, Norwegen, Dänemark	Niederlande, Belgien, Luxemburg	Gassco, Energinet, Gasunie Deutschland, OGE, National Gas Transmission	~ 70 % / 30 %	~ 12.000 km	2027–2030	2,6–4,7 ²	Deutsche Offshore-Pipeline, Dänemark – Deutschland; Norwegen – Deutschland
Korridor D: Nordische & baltische Regionen	Finnland, Schweden	Polen ³	Gasgrid, Nordion Energi, Gascade, Ontras	~ 45 % / 55 %	– ⁴	2030	(nicht kommuniziert)	Schweden – Finnland, <i>Baltic Sea Hydrogen Collector</i>
Korridor E: Ost- und Südosteuropa	Griechenland, Ukraine	Rumänien, Bulgarien, Ungarn, Slowenien, Kroatien, Slowakei, Tschechien, Österreich	DESFA, Bulgartransgaz, Transgaz, TSO of Ukraine, FGSZ, EUStream, GCA, NET4GAS	~ 60 % / 40 %	~ 10.000 km	2030	1–1,5	Bulgarien – Griechenland, Ukraine – Slowakei, Tschechien, Österreich Deutschland

1 European Hydrogen Backbone (2022)

2 Gassco, DENA (2023)

3 Hier wird von einer direkten Unterseeverbindung zwischen Schweden und Deutschland ausgegangen und nicht vom möglichen Überlandimportkorridor über die baltischen Staaten und Polen (siehe Kapitel 2.2.4 für Details).

4 In EHB wird lediglich die Länge des Überlandkorridors dargestellt, nicht jene der Unterseeverbindung.

2.1.2 Produktions- und Exportpotenzial von erneuerbarem Wasserstoff in den Korridoren und Exportländern (2030 und 2035)

Ausgangspunkt unserer Analyse ist die Bestimmung des Produktionspotenzials von erneuerbarem

Wasserstoff in den jeweiligen Importkorridoren. Dieses wurde über drei externe Quellen ermittelt. Zwei techno-ökonomische Szenarien wurden hierbei als untere und obere Grenze des prognostizierten Hochlaufs der Wasserstoffproduktion gewählt. Der Mittelwert dieser Szenarien gilt als das



Box 3: Methodik zur Bestimmung der Produktionspotenziale (EHB)

Die Produktionspotenziale werden jeweils getrennt für die dedizierte Produktion mittels Photovoltaik (PV), Wind an Land und Wind auf See ohne Anbindung des Elektrolyseurs ans Stromnetz sowie für die Produktion durch Elektrolyseure mit Stromnetzanbindung berechnet.

Für die **dedizierte Produktion ohne Stromnetzanbindung** wurde das technische Potenzial zur erneuerbaren Stromerzeugung je NUTS-2-Region (Regionen der Nomenclature of Territorial Units for Statistics) der jeweiligen Länder als Grundlage herangezogen. Dieses wird in Folge durch mehrere Einschränkungen plausibilisiert. Unter anderem werden Flächenverfügbarkeiten für Dach- und Freiflächen-PV sowie Flächenverfügbarkeiten, Abstandsregelungen und Grenzwerte für Kapazitätsfaktoren für Windkraft berücksichtigt. Des Weiteren wurde das Ambitionsniveau der Länder auf Basis des historischen Ausbaus der Erneuerbaren Energien einerseits und andererseits auf Basis des Erneuerbare-Energien-Potenzials der Länder in Relation zur notwendigen Kapazität an Erneuerbaren Energien zur Deckung des künftigen Strombedarfs bewertet. Diese kombinierte Bewertung führt zu einer weiteren, teils signifikanten, Einschränkung der geschätzten Produktionspotenziale und zu einem realistischen Wert für die erneuerbare Stromproduktion je NUTS-2-Region. Nach Abzug der Netzverluste und Abregelungen sowie Berücksichtigung des grenzüberschreitenden Stromhandels wird der prognostizierte Strombedarf (inkl. Strombedarf für netzgebundene Elektrolyse) von den realistischen Produktionspotenzialen abgezogen. Wenn diese Subtraktion zu einem positiven Ergebnis bezüglich des Stromangebots kommt, wird davon ausgegangen, dass dieser Strom zur dedizierten Wasserstoffproduktion verwendet wird. Nach Abzug der Verluste bei der Elektrolyse erhält man so das Produktionspotenzial erneuerbaren Wasserstoffs.

Für die **Elektrolyse mit Anbindung ans Stromnetz** werden im Wesentlichen nationale Ziele für netzgebundene Elektrolyseurleistungen als Grundlage verwendet. Es werden Annahmen über die Volllaststunden in den jeweiligen Ländern und Jahren getroffen. Der so berechnete Stromverbrauch wird zum prognostizierten nationalen Stromverbrauch addiert.

Produktionspotenzial. Die vom **European Hydrogen Backbone (EHB)**, einer Initiative von 33 europäischen Erdgas-Fernleitungsnetzbetreibern, angenommenen Produktionspotenziale dienen hierbei in den meisten Fällen als obere Grenze des anzunehmenden Potenzials. Box 3 beschreibt die EHB-Methodik zur Bestimmung der Produktionspotenziale.

Als zweites techno-ökonomisches Szenario dienen die „**Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland**“ (Langfristszenarien 3, LFS), die im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz durch ein vom Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung

(ISI) geleitetes Konsortium erstellt wurden.¹⁵ In den meisten Fällen stellt dieses Szenario die untere Grenze der Produktionspotenziale dar. Box 4 beschreibt die im Rahmen der LFS genutzte Methodik zur Bestimmung der Produktionspotenziale.

Als zusätzlicher Vergleichswert zu den oben beschriebenen techno-ökonomischen Szenarien werden die derzeit tatsächlich angekündigten Projekte zur Wasserstoffherzeugung mit Inbetriebnahme bis 2030 je Land dargestellt. Als Datenbasis dienen hierbei die **Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database der International Energy Agency (IEA)**.¹⁶ Diese Daten wurden zum Teil ergänzt und

¹⁵ Fraunhofer ISI, 2023

¹⁶ IEA, 2023



Box 4: Methodik zur Bestimmung der Produktionspotenziale (LFS)

In den Langfristszenarien werden drei Transformationspfade bis 2045 modelliert. Im Szenario *T45-PtG/PtL* kommt es zum sehr starken Einsatz von synthetischen Kohlenwasserstoffen. Im Szenario *T45-H₂* wird dagegen Wasserstoff verstärkt eingesetzt, während das Szenario *T45-Strom* auf verstärkte Elektrifizierung setzt. Für diese Studie wurde das Szenario *T45-Strom* verwendet, welches verglichen mit EHB eine eher geringere H₂-Nachfrage und -produktion aufweist.

Zur Berechnung wird die Energienachfrage regionalisiert und das Potenzial Erneuerbarer Energien in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung betrachtet. Die Energiebereitstellung wird modellseitig optimiert und berücksichtigt auch die Auslegung der Netze.

Hinsichtlich der Wasserstoffpreise, welche in die Modelle einfließen, wird sich an den langfristigen IEA-Szenarien 2030 und bis 2030 an den Terminmarktnotierungen (Februar 2022) orientiert. Die ohnehin sehr niedrigen angenommenen Finanzierungskosten (Weighted Average Cost of Capital von 2 Prozent) in den europäischen Produktionsländern werden auch für die außereuropäischen Importregionen angenommen, was dazu führt, dass die Kosten des außereuropäischen Imports tendenziell unterschätzt und die Kosten der europäischen Produktion überschätzt werden. Die H₂-Erzeugung innerhalb Europas wird modellendogen berechnet. Die europäische Wasserstoffproduktion hängt in den Szenarien stark von der Akzeptanz und den nationalen Präferenzen ab.

sollen eine Einordnung der Werte aus den techno-ökonomischen Szenarien ermöglichen, insbesondere hinsichtlich der zu erwartenden Produktionsmengen im Jahr 2030. Box 5 beschreibt die Methodik zur Bestimmung der Produktionspotenziale auf Basis der IEA-Datenbank.

Zur Herleitung der Exportpotenziale der untersuchten Länder werden deren eigene nationale Wasserstoffbedarfe abgezogen. Als Datengrundlage dient hierfür ebenfalls der Mittelwert aus den beschriebenen techno-ökonomischen Szenarien.

Die Produktions- und Exportpotenziale sind in Anhang B.1 aufgeführt. Die voraussichtlichen Importbedarfe weiterer Länder in den analysierten Korridoren sind in Anhang B.2 aufgeführt.



Box 5: Methodik zur Bestimmung der Produktionspotenziale (IEA)

Als Grundlage zur Einordnung des Produktionspotenzials dient die Projektdatenbank der IEA. In der Projektdatenbank werden die Erzeugungsprojekte ausgewählter Länder dargestellt. Diese werden, sofern verfügbar, u. a. nach Daten zur voraussichtlichen Inbetriebnahme, der nominalen Erzeugungskapazität, Endprodukten (molekularer Wasserstoff bzw. Wasserstoffderivate) sowie dem Projektstatus differenziert.

Die Daten der IEA wurden zum Teil auf der Grundlage weitergehender Recherchen ergänzt, so zum Beispiel einzelne Jahresdaten zur Inbetriebnahme von Produktionsanlagen. Zudem wurden nur Projekte für die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff berücksichtigt, während Projekte zur Produktion von Wasserstoffderivaten wie Ammoniak oder Methanol nicht berücksichtigt wurden. Da die Daten der IEA nicht die Produktionsmengen des Wasserstoffs ausweisen, sondern lediglich maximale Produktionskapazitäten, werden landesspezifische Kapazitätsfaktoren der Elektrolyseure zur Ableitung der Produktionsvolumina angenommen.¹

Die Projekte sind nach Projektstatus kategorisiert. Lediglich Projekte, die bereits in Betrieb sind, sich gerade im Bau befinden oder für die bereits eine finale Investitionsentscheidung getroffen wurde, fließen zu 100 Prozent in die Berechnung der Höhe des Produktionspotenzials eines Landes ein. Für Projekte, die sich noch in der Konzept- oder Studienphase befinden (z. B. auch *Feasibility Study/FEED*) wurde dagegen angenommen, dass nur ein Teil dieser Projekte tatsächlich bis 2030 in Betrieb gehen wird. Hier wurde eine Erfolgsquote von 20 Prozent angenommen. Dieser Wert orientiert sich am oberen Ende der Erfolgsquote von frühen Projekten im Bereich Erneuerbare Energien.²

¹ Die bei der Berechnung verwendeten Kapazitätsfaktoren sind in Anhang B.1 zu finden

² Hydrogen Council, 2023

2.1.3 Wasserstoffkosten pro Exportland (2030 und 2035)

Aufgrund der Unsicherheit hinsichtlich der Kostenentwicklung bei den Erneuerbaren Energien und den Elektrolyseuren wurde ein oberes und ein unteres Kostenszenario entwickelt. Zur Berechnung der LCOH je Exportland wird grundsätzlich von einer dedizierten Wasserstoffproduktion, das heißt ohne Anbindung an das jeweilige öffentliche Stromnetz, ausgegangen. Auch wenn netzgebundene Elektrolyse eine wichtige Rolle spielen kann, liegt dieser Studie die Annahme zugrunde, dass in den meisten Ländern die dedizierte Wasserstoffproduktion den größten Teil des produzierten Wasserstoffs bereitstellen wird.

Für jedes Produktionsland wurden je nach Produktionsprofil unterschiedliche Kapazitäten an Erneuerbaren Energien mit dem Elektrolyseur kombiniert. In

den meisten Fällen hat sich ein hybrides Setup aus Wind an Land und Photovoltaik als kostenoptimal herausgestellt, im Einzelnen unterscheiden sich die Verhältnisse in den jeweiligen Ländern allerdings. In allen Fällen übersteigt die installierte Leistung der Erneuerbare-Energien-Anlage die elektrische Leistung des gekoppelten Elektrolyseurs deutlich. In den Erzeugungsspitzen der Erneuerbare-Energien-Anlagen müssen diese zwar zum Teil abgeregelt werden, jedoch sorgt die höhere Auslastung des Elektrolyseurs für insgesamt niedrigere LCOH. Eine anderweitige Monetarisierung des abgeregelteten Stroms wurde nicht berücksichtigt. Die Kosten werden in dieser Studie in sechs Kategorien unterteilt, wobei Investitions- und Betriebskosten für Elektrolyseur und Erneuerbare-Energien-Anlage länderübergreifend identisch sind:

1. **Investitionskosten (CAPEX) des Elektrolyseurs**
CAPEX des Elektrolyseurs beinhalten sämtliche Kostenkomponenten außer den Finanzierungskosten und die Kosten für den Austausch der Stacks. Als Grundlage für die spezifischen Investitionskosten dienen Studien¹⁷ sowie Experteninterviews mit Projektentwicklern.
2. **Betriebskosten (OPEX) des Elektrolyseurs**
OPEX des Elektrolyseurs werden in Prozent der CAPEX berechnet und beinhalten unter anderem den Austausch der Stacks und die Wasseraufbereitung.
3. **Investitionskosten (CAPEX) der Erneuerbare-Energien-Anlage**
CAPEX der Erneuerbare-Energien-Anlage beinhalten sämtliche Kostenkomponenten außer den Finanzierungskosten. Als Grundlage für die spezifischen Investitionskosten dienen BloombergNEF¹⁸ sowie Experteninterviews mit Projektentwicklern.
4. **Betriebskosten (OPEX) der Erneuerbare-Energien-Anlage**
OPEX für die Erneuerbare-Energien-Anlage werden in Prozent der CAPEX berechnet.
5. **Speicher am Standort (on-site)**
Zur Glättung der Einspeisung des Wasserstoffs in die Pipeline wird von Wasserstoffspeichern am Produktionsort ausgegangen. Hierbei wird aufgrund der höheren globalen Verfügbarkeit von Felskavernen statt von Salzkavernen ausgegangen. Eine höhere Variabilität bei der Erzeugung von Erneuerbaren Energien in einem gegebenen Land induziert einen höheren Speicherbedarf und damit höhere Kosten.
6. **Finanzierungskosten**
Die Finanzierungskosten für die zu leistenden Investitionen haben einen erheblichen Anteil an den LCOH und können sich in den einzelnen Ländern signifikant unterscheiden. Für die Produktionsländer wurden länderspezifische Diskontsätze bzw. *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) angenommen. Als Primärquelle wurden Berechnungen von Damodaran Online verwendet.¹⁹

Dort werden unter anderem Länderrisikoprämien und Eigenkapitalrisikoprämien berücksichtigt. Zusätzlich wurde für die Zwecke dieser Studie eine Technologierisikoprämie in Höhe von einem Prozentpunkt auf die jeweiligen Werte aufgeschlagen. Dieser Aufschlag repräsentiert das Risiko des Markthochlaufs.

2.1.4 Methodik der semiquantitativen Analyse zur Ableitung plausibler Wasserstoffimportmengen nach Deutschland (2030 und 2035)

Dieses Kapitel beschreibt die Methodik zur Ableitung plausibler Importmengen nach Deutschland für die Jahre 2030 und 2035 auf Basis der vorangegangenen Analyseschritte.²⁰ Die Methode erlaubt eine Bewertung der Rahmenbedingungen des Wasserstoffimports nach Deutschland aus den jeweiligen Korridoren und der daraus folgenden Umsetzungswahrscheinlichkeiten der Pipelineinfrastruktur und der Projekte zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff anhand semiquantitativer Kriterien. Die Bewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeiten und die Ableitung plausibler Importmengen erfolgen in drei Schritten (siehe Abbildung 9).

17 IEA, 2023, IEA, 2023 BloombergNEF, 2023, Agora Energiewende, 2023

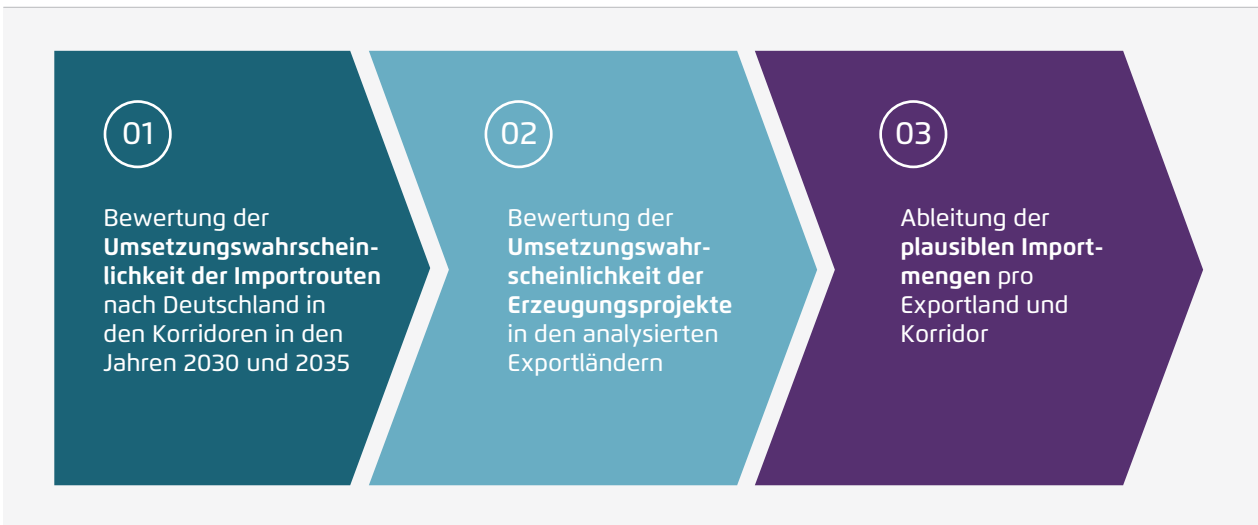
18 Bloomer NEF, 2019

19 Damodaran, 2023

20 Hinsichtlich der Betrachtung von Stichjahren (2030 und 2035) sei darauf hingewiesen, dass in einigen Fällen die Realisierungswahrscheinlichkeit der Importkorridore zum Stichjahr 2030 als niedrig oder mittelhoch bewertet wird. Dennoch ist es möglich, dass eine Umsetzung angesichts der geringen Vorlaufzeit bis zum Jahr 2030 etwas später als zum Stichjahr 2030, das heißt im Zeitraum 2031 bis 2034, realistisch ist. Eine solche Änderung der Bewertung würde in unserer Betrachtung allerdings erst für das spätere Stichjahr 2035 berücksichtigt werden.

Analyseschritte der semiquantitativen Bewertung

→ Abb. 9



Guidehouse (2024)

Schritt 1: Bewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit der Importrouten nach Deutschland in den jeweiligen Korridoren

Die Bewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit der zur Realisierung von Wasserstoffimporten notwendigen Pipelineinfrastruktur, also der Pipelines

zwischen den relevanten Exportländern im Korridor nach Deutschland in den Jahren 2030 und 2035, erfolgt auf Basis folgender Kriterien (Schritt 1a):

1. **Politische Flankierung des Infrastrukturausbaus:** Hier wird beispielsweise berücksichtigt, ob Wasserstoffpartnerschaften existieren oder die Importroute oder Teile davon einen

Schritt 1 der semiquantitativen Analyse: Bewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit der Importrouten nach Deutschland in den Korridoren

→ Abb. 10



Guidehouse (2024)



Box 6: Vorhaben von gemeinsamem Interesse (PCI) und Vorhaben von gegenseitigem Interesse (PMI)

Projekte von gemeinsamem Interesse (*Projects of Common Interest, PCIs*) bzw. von gegenseitigem Interesse (*Projects of Mutual Interest, PMIs*) sind wichtige grenzüberschreitende Infrastrukturprojekte, welche die Energiesysteme der EU-Länder (PCI) bzw. der EU-Länder mit Drittstaaten (PMI) miteinander verbinden. Um den Status als PCI bzw. PMI zu erhalten, müssen diese Vorhaben signifikante Effekte auf die Energiemärkte und die Marktintegration in mindestens zwei EU-Ländern haben, den Wettbewerb auf den Energiemärkten stärken und durch Diversifizierung der Quellen zur Energiesicherheit der EU beitragen sowie durch die Integration Erneuerbarer Energien zu den Klima- und Energiezielen der EU beitragen.¹

Der alle zwei Jahre stattfindende Auswahlprozess dieser Projekte orientiert sich an den in der EU-Verordnung zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur (TEN-E) definierten prioritären Korridoren. Die Ende 2023 von der Europäischen Kommission veröffentlichte sechste PCI-Liste enthält erstmals 65 PCIs bzw. PMIs in dedizierten Wasserstoffkorridoren, darunter für den Import nach Deutschland relevante geplante Wasserstoffpipelines.²

Projekte, die den Status als PCI bzw. PMI besitzen, profitieren von einigen Vorteilen. Zentral ist dabei die Berechtigung dieser Vorhaben, sich um Mittel aus der Connecting Europe Facility (CEF-Energy) zu bewerben. Weitere Vorteile beinhalten beschleunigte Planungs- und Genehmigungsverfahren, geringere Verwaltungskosten aufgrund optimierter Umweltprüfungsprozesse und die erhöhte Sichtbarkeit für Investoren.

Seit ihrer Etablierung im Jahr 2013 wurden im Rahmen der CEF-Energy 149 Maßnahmen in einem Umfang von 4,7 Milliarden Euro gefördert.³ Es werden sowohl vorbereitende Studien als auch detaillierte Machbarkeitsstudien sowie die Umsetzung konkreter Projekte gefördert, wobei ein Großteil der Förderung in die Unterstützung des Baus der Projekte fließt. Für die Jahre 2021 bis 2027 waren insgesamt 5,8 Milliarden Euro vorgesehen.⁴

1 European Commission, 2024

2 European Commission, 2023

3 European Commission, 2024

4 European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency (CINEA), 2023

PCI- beziehungsweise PMI-Status (siehe Box 6) besitzen oder Teil eines Vorhabens von gemeinsamem europäischem Interesse (ICPEI) sind (siehe Box 7).

2. **Technische und umsetzungsseitige Komplexität und Umfang des Infrastrukturausbaus:** Hier werden beispielsweise der Anteil der umrüstbaren Infrastruktur am Gesamtinfrastrukturbedarf, die beteiligten Akteure und Transitländer und damit implizierte Koordinierungsaufwände, zentrale Nadelöhre wie grenzüberschreitende Anbindungen und deren Realisierungswahrscheinlichkeiten berücksichtigt.

3. **Projektstatus der relevanten Korridorteile,** z. B. *pre-feasibility, feasibility*, finale Investitionsentscheidung und Abgleich mit öffentlich geplanter Realisierung.

Die Analyse erfolgt auf Basis öffentlich verfügbarer Informationen sowie der Einschätzung der Autoren. Die Einschätzung, ob die benötigte Infrastruktur zwischen dem Exportland und Deutschland zur Verfügung stehen wird, erfolgt für das Jahr 2030 in einem zentralen Szenario. Für das Jahr 2035 legen wir zwei Szenarien zugrunde (**Schritt 1b**). Dies dient als

Grundlage für die weitergehende Analyse und Ableitung der plausiblen Importmengen nach Deutschland im letzten Analyseschritt.

Für das Jahr 2030 geht das zentrale Szenario von einer ambitionierten Fortsetzung des bisherigen Policy-Kurses aus. Insbesondere die Schaffung ausreichend gesicherter Absatzmengen ist eine wesentliche Voraussetzung für die in diesem Szenario dargestellten Importe. Die Vorlaufzeiten von Wasserstoffpipelines (siehe 2.1.5) spielen in diesem Szenario eine besondere Rolle bei der Bewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeiten.

Für das Jahr 2035 kann das Szenario *Fortgesetzte Anstrengung* als Schätzung plausibler Importmengen auf Grundlage von verhältnismäßig konservativen Annahmen interpretiert werden. In ihm wird davon ausgegangen, dass nur Teile der für einen ambitionierten Wasserstoffhochlauf notwendigen Maßnahmen rechtzeitig umgesetzt werden und das Potenzial des Hochlaufs der Erzeugungskapazitäten in den Exportländern weniger stark ausgeschöpft wird (beispielsweise aufgrund mangelnder Förderung auf Angebots- oder Nachfrageseite). Demgegenüber impliziert das Szenario *Ausweitung und Vertiefung* eine Indikation möglicher Importmengen nach Deutschland, sofern zusätzliche Maßnahmen, die den Aufbau der nötigen Pipelineinfrastruktur und von Erzeugungskapazitäten fördern, ambitioniert implementiert werden und Verfahrensbeschleunigungen und -vereinfachungen, beispielsweise im Rahmen von Planungs- und Genehmigungsprozessen, ermöglicht werden.

Importmengen aus den jeweiligen Exportländern werden für das Jahr 2035 je nach Umsetzungswahrscheinlichkeit der dafür notwendigen Importrouten wie folgt berücksichtigt:

→ Szenario *Fortgesetzte Anstrengung*: Hier wird angenommen, dass nur Importrouten mit hoher Umsetzungswahrscheinlichkeit bis zum jeweiligen Untersuchungsjahr realisiert werden. Entsprechend werden bei der Ableitung plausibler Importmengen nach Deutschland nur Volumen aus Korridoren berücksichtigt, die eine hohe

Umsetzungswahrscheinlichkeit haben, deren Umsetzung also auch dann erwartet werden kann, wenn nicht alle der für einen ambitionierten Hochlauf notwendigen politischen Maßnahmen umgesetzt werden. Zudem werden plausible Importmengen im Vergleich zum Szenario *Ausweitung und Vertiefung* auf Basis weniger optimistischer Annahmen abgeleitet (siehe Schritt 3).

- Szenario *Ausweitung und Vertiefung*: Hier wird angenommen, dass Importrouten mit mittlerer und hoher Umsetzungswahrscheinlichkeit bis zum Jahr 2035 realisiert werden. Damit werden bei der Ableitung plausibler Importmengen nach Deutschland auch Importe berücksichtigt, für die die erforderliche Realisierung der entsprechenden Pipelineinfrastruktur im Jahr 2035 im Falle zusätzlicher Maßnahmen plausibel erscheint, eine Realisierung aber mit größerer Unsicherheit verbunden ist. Zudem werden plausible Importmengen im Vergleich zum Szenario *Fortgesetzte Anstrengung* auf der Basis optimistischerer Annahmen abgeleitet (siehe Schritt 3).
- Importrouten mit niedriger Umsetzungswahrscheinlichkeit werden in keinem der beiden Szenarien berücksichtigt. Es wird angenommen, dass diese Routen für den Import nach Deutschland bis 2035 nicht zur Verfügung stehen.

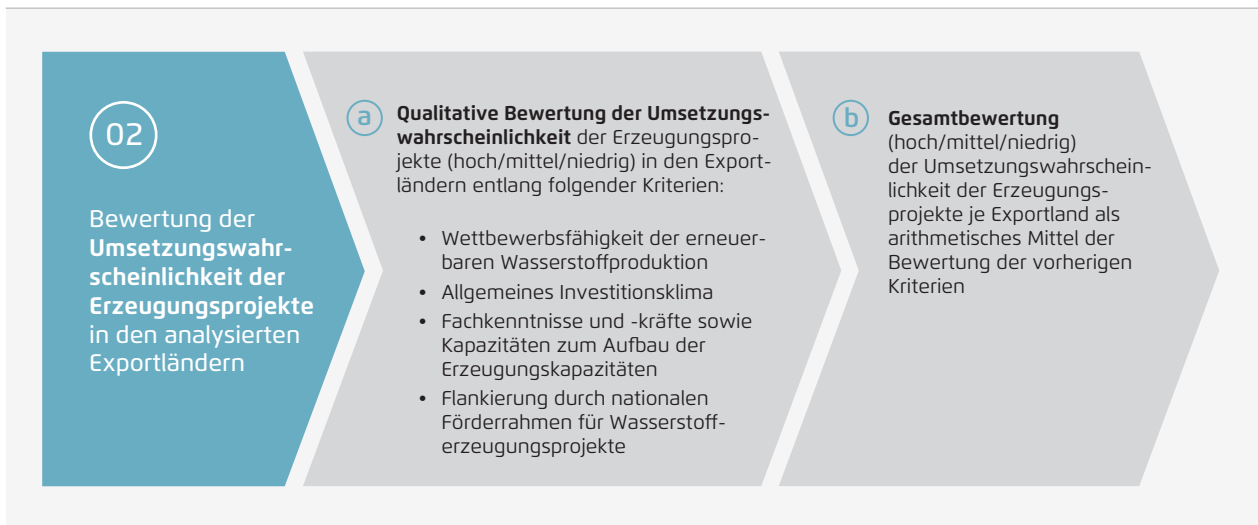
Schritt 2: Bewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit der Erzeugungsprojekte in den analysierten Exportländern

Zunächst erfolgt eine qualitative Bewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit der Erzeugungsprojekte in den identifizierten Exportländern entlang nachfolgender (Sub-)Kriterien (Schritt 2a):

1. **Wettbewerbsfähigkeit der grünen Wasserstoffproduktion:** In dieses Kriterium fließen die Finanzierungskosten (WACC), das heißt der angenommene Kapitalkostensatz für Investitionen in Produktionsanlagen für grünen Wasserstoff (gemeinsam für 2030 und 2035), sowie die LCOH ein. Die Bewertung findet sich in Anhang A.1.

Schritt 2 der semiquantitativen Analyse: Bewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit der Erzeugungsprojekte in den analysierten Exportländern

→ Abb. 11



Guidehouse (2024)

- Allgemeines Investitionsklima:** Basis der Bewertung ist das *Ease of Doing Business*-Ranking der Weltbank.²¹ Die qualitative Bewertung erfolgt anhand der folgenden Skala: Ranking 1 bis 60: hoch; Ranking 61 bis 120: mittel, Ranking 121 bis 190: niedrig.
- Fachkenntnisse und -kräfte sowie Kapazitäten zum Aufbau der Erzeugungskapazitäten:** Als Annäherung wird der Erneuerbare-Energien-Anteil an der Gesamtstromproduktion in den entsprechenden Ländern für das letzte verfügbare Stichjahr (2021) herangezogen.²² Die Skala für die qualitative Bewertung findet sich in Anhang A.2. Ergänzend werden unter diesem Kriterium die Ergebnisse des *Green Complexity Index* (GCI) für die entsprechenden Exportländer herangezogen,²³ um zu bestimmen, welche Länder im Bereich

grüner Wasserstoffproduktionstechnologien besonders gute Rahmenbedingungen vorweisen. Die qualitative Bewertung erfolgt anhand der folgenden Skala: Ranking 1 bis 35: hoch; Ranking 36 bis 72: mittel, Ranking 73 bis 110: niedrig. Aus beiden Subindikatoren wird ein Durchschnitt gebildet.

- Flankierung durch nationale Förderrahmen für Projekte zur Erzeugung von Wasserstoff:** Hier erfolgt eine qualitative Bewertung je Exportland (hoch/mittel/niedrig) auf Basis von öffentlich verfügbaren Informationen, zum Beispiel hinsichtlich des Bestehens einer nationalen Wasserstoffstrategie, der Zielambition im Wasserstoffbereich, Existenz eines Förderregimes für die Wasserstoffproduktion und dessen Mittelausstattung.

Auf dieser Basis erfolgt eine qualitative Gesamtbewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit der Erzeugungsprojekte in den Exportländern pro Jahr (Schritt 2a), wobei hierzu jeweils das arithmetische Mittel der in Schritt 2a vorgenommen Bewertungen gebildet wird.²⁴

²¹ The World Bank, 2024. Der *Ease of Doing Business*-Bericht der Weltbank wurde von der Weltbank im Jahr 2021 aufgrund von Unregelmäßigkeiten eingestellt, die bei der Bewertung einzelner Länder vorgekommen waren. Nach Kenntnis der Autor:innen betrafen diese Unregelmäßigkeiten nicht die hier betrachteten Länder. Es wird davon ausgegangen, dass der Bericht daher weiterhin eine gute Grundlage zur Bewertung des allgemeinen Investitionsklimas in den jeweiligen Ländern darstellt.

²² IRENA, 2023

²³ Müller & Eichhammer, 2023; Analysen und Ergebnissen wurden im Kontext des vom Bundesministerium für Forschung und Bildung (BMBF) geförderten Projekt HYPAT – H₂ Potential Atlas entwickelt.

²⁴ Quantitative Übersetzung der Bewertung: „hoch“ = 3, „mittel“ = 2, „niedrig“ = 1.

entsprechenden Pipelineinfrastruktur in den jeweiligen Importkorridoren (Schritt 1) und der Erzeugungskapazitäten in den Exportländern (Schritt 2).

Die plausiblen Importmengen pro Korridor nach Deutschland in den Jahren 2030 und 2035 ergeben sich durch Addition der plausiblen Exportpotenziale der in den Korridoren jeweils verorteten Exportländer abzüglich der im Korridor von anderen Importländern nachgefragten Mengen. Hierzu wird angenommen, dass jedes der im jeweiligen Korridor verorteten Importländer ein Drittel des eigenen Importbedarfs aus dem entsprechenden Korridor decken kann. Damit soll berücksichtigt werden, dass insbesondere mit dem voranschreitenden Ausbau eines flächendeckenden und zunehmend vernetzten europäischen Wasserstoff-Backbones die Deckung des Bedarfs an Wasserstoff aus verschiedenen Korridoren erfolgen kann. Die hier genutzte Methode erlaubt, dass die Nachfrage eines Landes aus mehreren Korridoren gedeckt werden kann. Beispielsweise werden Teile der tschechischen und österreichischen Importbedarfe sowohl durch den Korridor A (Nordafrika und Südeuropa) als auch durch den Korridor E (Ost- und Südosteuropa) gedeckt. Weil die Nachfrage weiterer Importländer annahmegemäß nicht zwangsläufig voll

gedeckt wird, sind Nachfragerücken in den entsprechenden Transitländern möglich.

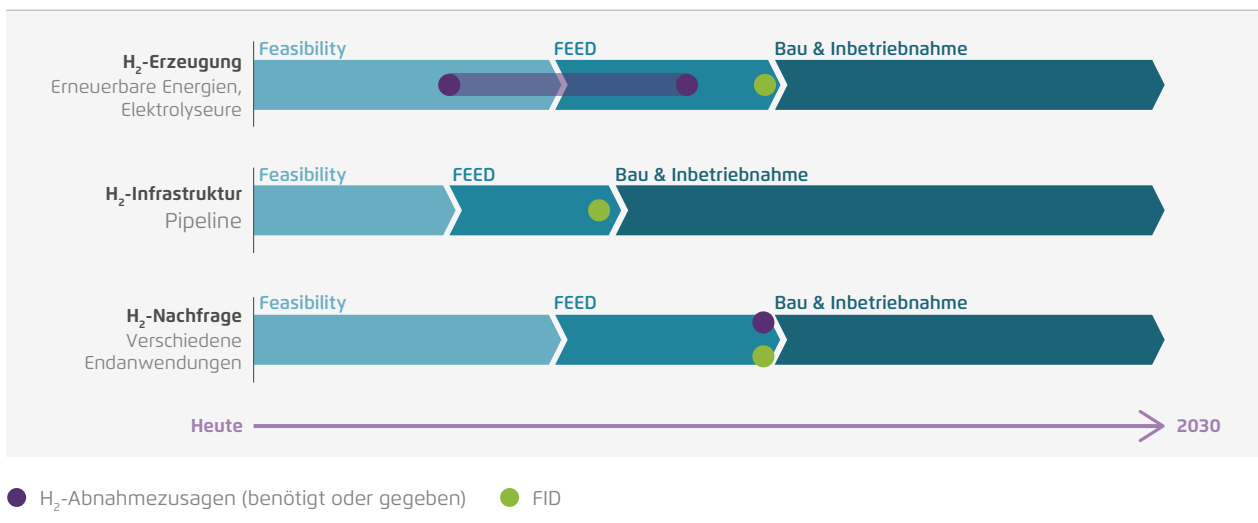
Daneben wird die Deckung von Importbedarfen zukünftig im Grundsatz auch flexibel über Korridore hinweg möglich sein, das heißt über die Durchleitung von Liefermengen zwischen verschiedenen Korridoren und nicht zwangsläufig nur für Länder innerhalb eines Korridors. Beispielsweise ist vorstellbar, dass Teile des italienischen Importbedarfs über Lieferverträge mit Produzenten in Norwegen oder Dänemark (Korridor C) oder Teile des österreichischen Bedarfs durch Importe aus dem Korridor Südwesteuropa (Korridor B) gedeckt werden. Solche Szenarien werden hier insbesondere aufgrund der erheblichen Unsicherheiten hinsichtlich zukünftiger Lieferbeziehungen und der rechtzeitigen Verfügbarkeit einer entsprechenden integrierten Netzinfrastruktur allerdings nicht berücksichtigt.

2.1.5 Integrierte Planung

Beim Hochlauf eines künftigen Wasserstoffimportkorridors bestehen zwischen den Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Transport und Abnahme große

Konzeptionelle Darstellung der Projektphasen und der Meilensteine entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette

→ Abb. 13



Guidehouse (2024). Anmerkungen: FEED = Front-End Engineering Design; FID = Final Investment Decision. Konzeptionelle Darstellung. Zeitleisten und Meilensteine sind in hohem Maße projektspezifisch. Der zeitliche Versatz zwischen den einzelnen Wertschöpfungsstufen kann durch vorgelegte Instrumente wie konditionierte Abnahmezusagen und durch politische Maßnahmen überbrückt werden.

Interdependenzen. Dies erfordert eine integrierte zeitliche Planung, die konzeptionell in Abbildung 13 dargestellt ist.

Die Entwicklung von Wasserstoffprojekten kann in drei Phasen unterteilt werden. Wie Tabelle 3 zu entnehmen ist, unterscheidet sich die Dauer der Phasen nach Wertschöpfungsstufe. Daraus kann sich ein zeitliches Auseinanderfallen zwischen dem Zeitpunkt, zu dem Produzenten Abnahmezusagen benötigen, und dem Zeitpunkt, zu welchem Abnehmer bereit sind, diese zu leisten, ergeben.

Wasserstoffherzeuger und -abnehmer sowie die Infrastrukturbetreiber können unterschiedliche Bauzeiten für ihre Anlagen veranschlagen. So liegen für Wasserstoffpipelines an Land zwischen finaler Investitionsentscheidung und Inbetriebnahme circa fünf Jahre, wobei dieser Zeitraum insbesondere von der Länge vorhandener umrüstbarer Pipelines, aber auch von geographischen Gegebenheiten, der Länge

und des Durchmessers der jeweiligen Pipeline sowie der Verfügbarkeit von Komponenten abhängig ist. Bei Wasserstoffherzeugern kann dagegen mit circa drei Jahren zwischen finaler Investitionsentscheidung und Inbetriebnahme der Anlagen gerechnet werden, mit vergleichbarer projektspezifischer Varianz. Die Betreiber von Pipelines benötigen für ihre finale Investitionsentscheidung jedoch im Rahmen der bestehenden Regulierungen Gewissheit über künftige Kapazitätsbuchungen. Diese können die Erzeuger beziehungsweise Abnehmer zum jetzigen Zeitpunkt nicht liefern. Abhilfe für dieses Risiko seitens des Transportnetzbetreibers kann der Staat bieten, beispielsweise in Form von Amortisationskonten wie im aktuellen Gesetzesentwurf der deutschen Bundesregierung zum deutschen Wasserstoffkernnetz vorgesehen.

Indikative Beschreibung der Phasen von Wasserstoffprojekten

→ Tabelle 3

Phase	Beschreibung	Geschätzte Dauer		
		Erzeugung	Transport	Abnahme
<i>Feasibility Study</i>	Beinhaltet eine techno-ökonomische Analyse des Projekts, wobei u. a. die notwendigen Ressourcen, die Regulatorik und die Wirtschaftlichkeit untersucht und getestet werden. Die <i>Feasibility Study</i> verursacht Kosten in Höhe von circa 0,5 % des Projektvolumens.	~ 1 Jahr	~ 1 Jahr	~ 0,5–1 Jahr
Front-End Engineering and Design (FEED)	Bei erfolgreichem Abschluss der <i>Feasibility Study</i> werden im nächsten Schritt detaillierte Design- und Ingenieurstudien vorgenommen, das sogenannte <i>Front-End Engineering and Design</i> (FEED). In dieser Phase wird das technische Design für eine fundierte Investitionsentscheidung detailliert ausgearbeitet. Diese Projektphase dauert länger als die <i>Feasibility Study</i> und ist daher mit Kosten in Höhe von circa 2–3 % des Gesamtvolumens auch teurer. Für den Projektentwickler stellt sie demnach auch ein größeres Risiko dar.	~ 1–2 Jahre	~ 1 Jahr	~ 1 Jahr
Final investment decision (FID) und Bau	Wenn die FEED erfolgreich absolviert wurde, kann die finale Investitionsentscheidung, <i>final investment decision</i> (FID), getroffen werden. Nach dieser wird in der Regel ein <i>Engineering, Procurement and Construction</i> (EPC)-Dienstleister mit der Durchführung des Projekts beauftragt und die Bauphase beginnt. Nach Abschluss der Bauphase findet die Inbetriebnahme statt.	~ 3 Jahre	~ 3–5 Jahre	~ 3 Jahre

Guidehouse (2024)

Auch bei den Abnehmern können die Zeiträume zwischen der finalen Investitionsentscheidung und der Inbetriebnahme in Abhängigkeit vom nachfragenden Sektor und im Falle industrieller Abnehmer auch von der Branche schwanken. Zudem wird bei vielen Abnehmern vermutlich ein schrittweiser Aufbau der wasserstoffbasierten Produktionskapazitäten stattfinden, was eine zusätzliche Unsicherheitskomponente einführt. Generell unterscheiden sich die finalen Investitionsentscheidungen von Erzeugern und Abnehmern zeitlich jedoch nicht so stark wie jene der Transportinfrastruktur gegenüber Erzeugung und Abnahme.

Wasserstoffhersteller benötigen jedoch zur entsprechenden Auslegung der Produktionsanlagen Gewissheit über die Nachfrage in Form von Abnahmeverträgen. Womöglich benötigen manche Erzeuger diese Gewissheit nicht erst vor der finalen Investitionsentscheidung, sondern bereits zum Start der FEED. Vor allem ist dies für die korrekte Auslegung der Produktionsanlagen in der FEED-Phase sowie eine Reduktion des Risikos für die FEED-Investitionen erforderlich. Die FEED beginnt circa zwei Jahre vor der finalen Investitionsentscheidung des Produzenten. Unter Umständen kann ein Erzeuger auf Abnahmeverträge vor der FEED auch verzichten, dies hängt stark von der Risikobereitschaft und dem Reifheitsgrad des Wasserstoffmarkts ab. Gerade für die Hochlaufphase ist davon auszugehen, dass

Bedarf an einer Lösung des zeitlichen Mismatches zwischen Abnahmeverträgen der Abnehmer und den von den Erzeugern benötigten Sicherheiten besteht. Mögliche Lösungen können auf marktlichen, bi- oder multilateralen Maßnahmen sowie auf staatlichen Maßnahmen basieren. Eine mögliche marktbasierende Lösung wäre ein konditionaler Abnahmevertrag, welcher zwischen Erzeuger und Abnehmer geschlossen wird. Dieser könnte Strafzahlungen beinhalten, welche eine Vertragspartei an die andere im Falle der Nichterfüllung leisten müsste. Staatliche Maßnahmen könnten eine Betriebsförderung von Abnehmern im Stile von Klimaschutzverträgen beinhalten. Diese würden Abnahmeverträge vereinfachen, da für die Abnehmer damit eine gewisse Sicherheit hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffanwendung bestünde. Ebenso könnten Förderungen oder Garantien an Erzeuger das Risiko der FEED reduzieren.

2.2 Analyseergebnisse: Plausible Importmengen erneuerbaren Wasserstoffs nach Deutschland (2030 und 2035)

Tabelle 4 bietet einen Gesamtüberblick der sich aus der Analyse ergebenden plausibel nach Deutschland importierbaren Mengen an erneuerbarem Wasserstoff je Korridor.

Plausible Importmengen von erneuerbarem Wasserstoff nach Deutschland je Korridor (Terawattstunden) → Tabelle 4

Korridor	2030	2035	
		Fortgesetzte Anstrengung	Ausweitung und Vertiefung
Summe	17	64	100
Korridor A: Nordafrika & Südeuropa	0	6	16
Korridor B: Südwesteuropa & Nordafrika	0	18	32
Korridor C: Nordsee	17	28	37
Korridor D: Nordische und baltische Regionen	0	12	14
Korridor E: Ost- und Südosteuropa	0	0	2

Agora Energiewende und Guidehouse (2024). Anmerkungen: Rundungsbedingte Abweichungen sind möglich. Keine Betrachtung der zu erwartenden künftigen Rolle Deutschlands als Transitland für europäische Wasserstoffflüsse. Einige Korridore können auch für kohlenstoffarmen Wasserstoff genutzt werden.

Im Nachfolgenden erfolgt pro Korridor eine Bewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit der Pipelineinfrastruktur sowie eine Bewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeiten der Erzeugungsprojekte in den identifizierten Exportländern. Daneben werden jeweils unterstützende Faktoren, Herausforderungen und Handlungsempfehlungen pro Korridor zusammengefasst.

2.2.1 Korridor A: Nordafrika & Südeuropa

2.2.1.1 Umsetzungswahrscheinlichkeit der Pipelineinfrastruktur

Die Realisierung der Importroute aus Tunesien bis zum Jahr 2030 ist weniger wahrscheinlich. Für das Jahr 2035 hingegen kann von einer Anbindung Tunesiens sowohl im Szenario *Fortgesetzte Anstrengung* als auch im Szenario *Ausweitung und Vertiefung* ausgegangen werden, während eine Anbindung Algeriens lediglich im Szenario *Ausweitung und Vertiefung* zugrunde gelegt wird. Tabelle 5 fasst die Bewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit der Importrouten im Korridor A in den Jahren 2030 und 2035 zusammen.

Politische Flankierung

Die europäischen Teile des Korridors haben den Status als PCI.²⁵ Dies betrifft insbesondere den Wasserstoffkorridor Italien-Österreich-Deutschland (*South2* & *SunsHyne* Korridore), inklusive des italienischen Wasserstoff-Backbones, die österreichische Wasserstoffinfrastruktur (Umrüstung der Trans Austria Gasleitung bzw. TAG, Wasserstoff-Backbone der West-Austria-Gasleitung bzw. WAG und Penta West) und die Wasserstoffinfrastruktur in Süddeutschland (*HyPipe Bavaria*, *H2ercules*). Daneben besitzt der Interkonnektor zwischen Tschechien (via Slowakei) und Deutschland, inklusive der Wasserstoffinfrastruktur in Tschechien nach Deutschland und Fortführung in Deutschland (*FLOW East*), den PCI-Status.²⁶ Daneben werden Leitungsabschnitte in Italien (110 Kilometer) sowie Pipelines mit einer Länge von etwa 2.000 Kilometern in Deutschland aus nationalen Mitteln im Rahmen des kürzlich beihilferechtlich von der Europäischen Kommission genehmigten IPCEI *HyInfra* (siehe Box 7) gefördert.

Die Anbindung der potenziellen außereuropäischen Exportländer Tunesien und Algerien an Italien hat derzeit keinen Status als PMI, allerdings ist der Antrag Tunesiens in Vorbereitung. Deutschland unterhält Energiepartnerschaften mit Tunesien und Algerien, unter anderem zur Flankierung

²⁵ European Commission, 2023

²⁶ Die Leitungsteile in der Slowakei und Tschechien gehören formal zum Korridor E (Ost- und Südosteuropa), können aber als Alternativroute über Österreich, die Slowakei und Tschechien auch Importmengen aus Korridor A transportieren.

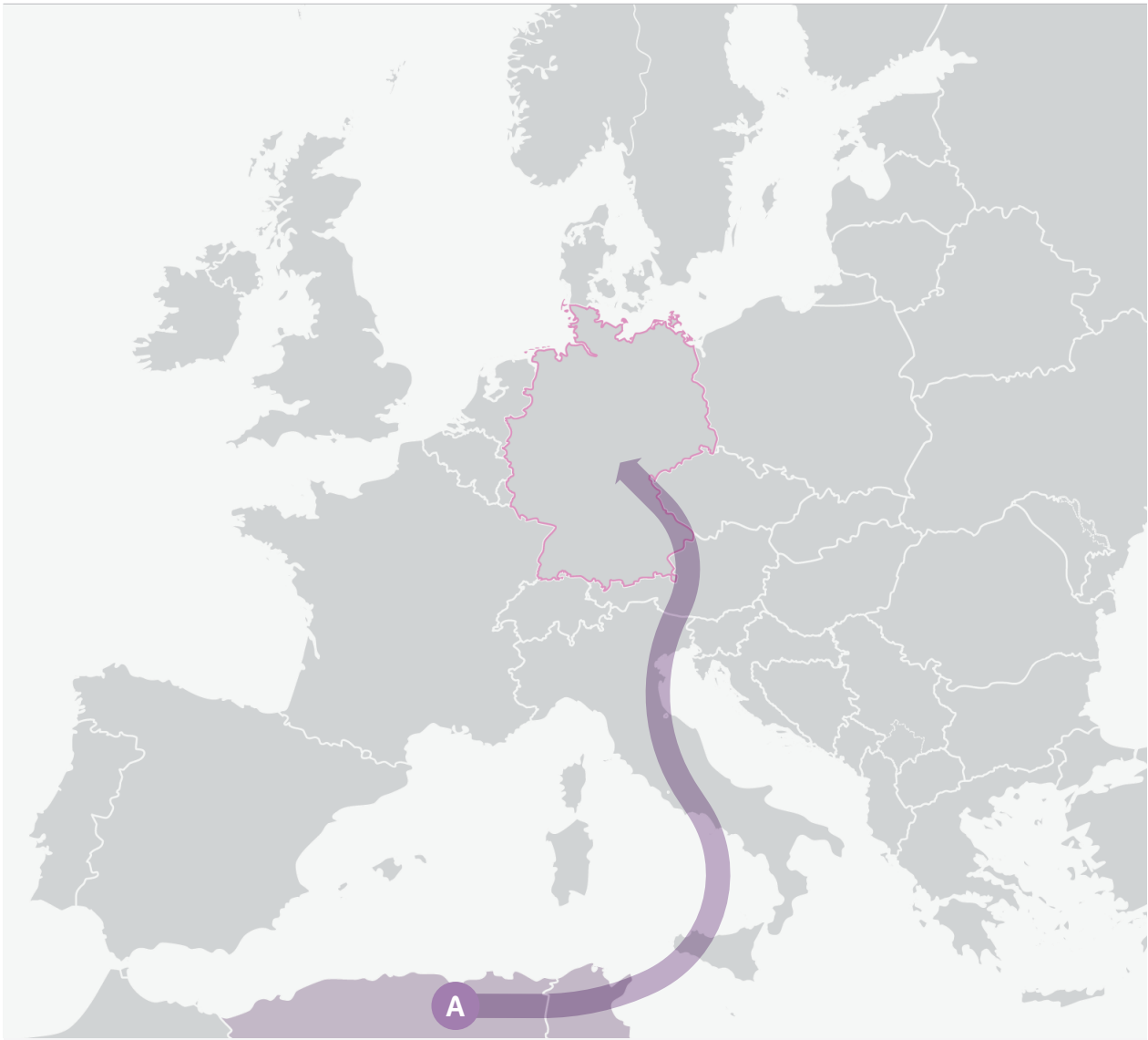
Gesamtbewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit der Pipelineinfrastruktur → Tabelle 5 in den Jahren 2030 und 2035 (Korridor A)

Exportland	Erwartete Umsetzung der Pipelineinfrastruktur		
	2030	2035	
		Fortgesetzte Anstrengung	Ausweitung und Vertiefung
Tunesien	Nein	Ja	Ja
Algerien	Nein	Nein	Ja

Guidehouse (2024)

Korridor A: Nordafrika und Südeuropa

→ Abb. 14

**Unterstützende Faktoren**

- Hoher Umrüstungsanteil und zum Teil parallele Gasinfrastruktur (insbesondere in Italien)
- Geringe Zahl beteiligter Stakeholder, damit geringer Koordinierungsaufwand
- Europäische Teile des Korridors haben einen PCI-Status
- Bestehende Energiepartnerschaften zwischen Deutschland und Tunesien sowie Algerien
- Hoher Importbedarf entlang des Korridors (insbesondere in Italien, Österreich und Tschechien)

Herausforderungen

- Hohe Finanzierungskosten in nordafrikanischen Exportländern
- Zeitnahe Fertigstellung der Pipelineinfrastruktur zur Anbindung der nordafrikanischen Exportländer als zentrales Nadelöhr für die Realisierung von Importen aus Nordafrika
- Geringere Fachkenntnisse und geringe Zahl an Fachkräften zur Umsetzung der Erzeugungskapazitäten in nordafrikanischen Exportländern

Handlungsempfehlungen (korridorspezifisch)

- Tunesiens und Algeriens Antrag auf PMI-Status politisch unterstützen, um eine Förderung aus der Connecting Europe Facility (CEF Energy) und damit eine möglichst frühzeitige Realisierung der Anbindung an Europa zu ermöglichen
- Finanzierungsinstrumente auf europäischer Ebene für Erzeugungsprojekte in nordafrikanischen Exportländern bereitstellen, zum Beispiel durch Garantien der Europäischen Investitionsbank (EIB)
- Bei Bedarf Bereitstellung von Investitionskostenzuschüssen für Elektrolyseprojekte in Exportregion
- Bilaterale Energiepartnerschaften mit Tunesien und Algerien ambitioniert fortführen und weiterentwickeln. Im Fokus sollten der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft mit lokalen Beschäftigungseffekten, der Aufbau von Fachkenntnissen und qualifizierten Arbeitskräften sowie die Dekarbonisierung der lokalen Wirtschaft stehen
- Den Aufbau von Zertifizierungssystemen für erneuerbaren (und emissionsarmen) Wasserstoff basierend auf den Nachhaltigkeitsstandards der EU in nordafrikanischen Exportstaaten unterstützen

Agora Energiewende und Guidehouse (2024). Anmerkung: Schematische Darstellung der Korridorverläufe.



Box 7: IPCEI Hy2Infra

Im Februar 2024 hat die Europäische Kommission das dritte wichtige Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse (*Important Project of Common European Interest*, IPCEI) zur Förderung der Wasserstoffinfrastruktur beihilferechtlich genehmigt.¹ Das Vorhaben IPCEI *Hy2Infra* wurde von sieben Mitgliedstaaten (Deutschland, Frankreich, Italien, Niederlande, Polen, Portugal und Slowakei) gemeinsam vorbereitet und zur Genehmigung angemeldet. Insgesamt sollen nationale Mittel in Höhe von 6,9 Milliarden Euro zur Förderung von insgesamt 33 Vorhaben bereitgestellt werden. Unter anderem ist im Rahmen dieses IPCEIs die Förderung neuer und umgenutzter Fern- und Verteilerleitungen für Wasserstoff mit einer Länge von etwa 2700 km vorgesehen. Erste Pipelines sollen in den Jahren 2027 bis 2029 in Betrieb genommen werden können.

Das IPCEI *Hy2Infra* ergänzt das erste und das zweite IPCEI zur Wasserstoffwertschöpfungskette. Im Juli 2022 genehmigte die Kommission das IPCEI *Hy2Tech* mit einem Schwerpunkt auf der Entwicklung von Wasserstofftechnologien für Endnutzer.² Das IPCEI *Hy2Use* zielt hauptsächlich auf Wasserstoffanwendungen in der Industrie; es wurde im September 2022 genehmigt.³

1 Europäische Kommission, 2024

2 European Commission, 2022

3 European Commission, 2022

von Wasserstoffexporten. Im Oktober 2023 fanden Gespräche zwischen der algerischen und der deutschen Regierung zur Etablierung der Pipelineinfrastruktur für den Export von Algerien nach Deutschland statt,²⁷ an denen auch italienische und österreichische Regierungsvertreter sowie die Europäische Kommission teilnahmen. Im Februar 2024 folgten im Kontext weiterer hochrangiger Gespräche die Unterzeichnung einer Absichtserklärung sowie die Einsetzung einer Taskforce zwischen den beiden Ländern.²⁸ Im Mai 2024 unterzeichneten Deutschland, Italien und Österreich eine weitere Absichtserklärung zur Errichtung des Wasserstoffkorridors.

Mit Tunesien existiert seit Dezember 2022 die *German Coalition for Green Hydrogen*, in diesem Zusammenhang fanden seitdem mehrere interministerielle Treffen statt.²⁹ Neben der Erarbeitung einer nationalen Wasserstoffstrategie hat die Zusammenarbeit das Ziel, grüne Direktinvestitionen in

Tunesien zu befördern sowie Forschung und Entwicklung zu unterstützen. Insgesamt hat Deutschland für die Unterstützung bei der Erarbeitung einer nationalen Wasserstoffstrategie 6 Millionen Euro bereitgestellt sowie 25 Millionen Euro für die Etablierung eines Pilotprojekts durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW).³⁰

Komplexität und Umfang des Infrastrukturausbaus

Die Umsetzung des Korridors profitiert von einem insgesamt hohen Umrüstungsanteil, vor allem zwischen Italien, Österreich, Slowakei und Tschechien. Beispielsweise besitzen der *SunsHyne*-Korridor und der *SoutH2*-Korridor einen Umrüstungsanteil von 70 bis 85 Prozent³¹ und das italienische Wasserstoffkernnetz einen Anteil umrüstbarer Infrastruktur von 75 Prozent.³² Die Route von Österreich via Slowakei und Tschechien nach Deutschland besteht ausschließlich aus umrüstbaren Leitungen.

27 Sorge, 2023

28 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2024

29 Delpuech, 2022

30 Delpuech, 2022

31 SunsHyne Corridor, 2024; SoutH2 Corridor, 2024

32 EHB, 2023

Das italienische Gasnetz zeichnet sich zudem durch zahlreiche parallele Leitungen aus, weshalb eine Umrüstung auf Wasserstoff im Betrieb gegebenenfalls mit geringerem Aufwand zu realisieren wäre, da der Erdgastransport voraussichtlich nicht oder kaum beeinträchtigt würde.

Insgesamt besteht im Korridor eine starke Unterstützung von und Austausch zwischen den verschiedenen Stakeholdern in der Wertschöpfungskette (Produktion bis Abnahme). Der italienische Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) Snam besitzt und betreibt das italienische Fernleitungsnetz und ist außerdem Mehrheitseigner des österreichischen FNB TAG sowie Teilhaber des zweiten österreichischen FNB *Gas Connect Austria*. Das Unternehmen ist damit für einen großen Teil des Neubaus und der Umrüstung der Infrastruktur innerhalb des Korridors verantwortlich, was die Koordinierungsanforderungen zwischen verschiedenen Akteuren reduziert und Effizienzgewinne in der Realisierung der Infrastruktur vermuten lässt.

Zur Realisierung von Importen aus Nordafrika wäre die Umrüstung der *Trans-Mediterranean-Pipeline* (Algerien – Tunesien (550 km) – Italien/Sizilien (525 km), 30 bcm/Jahr) zur Anbindung an Tunesien und Algerien möglich. Die Erschließung algerischer Exporte hängt maßgeblich von der Realisierung der Anbindung zwischen Algerien und Tunesien ab.

Projektstatus der relevanten Korridorteile

Größere Teilprojekte des Korridors sind in der *pre-feasibility*-, zum Teil auch bereits in der *feasibility/pre-FEEED (Preliminary-Front End Engineering and Design)*-Phase mit einer geplanten Realisierung ab

2029/2030.³³ Während eine Umrüstung der Leitung zwischen Italien und Tunesien im Zeitraum 2030 bis 2035 grundsätzlich möglich erscheint, befindet sich die Anbindung zur Realisierung von Wasserstoffimporten aus Algerien in einem noch früheren Projektstadium.

2.2.1.2 Umsetzungswahrscheinlichkeit der Erzeugungsprojekte in Exportländern

Für Tunesien ergeben sich mittelhohe, für Algerien allerdings eher niedrige Umsetzungswahrscheinlichkeiten der zu etablierenden Erzeugungskapazitäten. Tabelle 6 fasst die Bewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit der Erzeugungsprojekte im Korridor A zusammen.

Wettbewerbsfähigkeit der Wasserstoffproduktion und allgemeines Investitionsklima

Mit hohen Finanzierungskosten (WACC: 17 Prozent), aber guten geographischen Bedingungen zur Produktion von erneuerbarem Wasserstoff besitzt **Tunesien** eine im Vergleich mittlere Wettbewerbsfähigkeit. Die LCOH liegen im mittleren Bereich. Tunesien befindet sich zudem im Mittelfeld des *Ease of Doing Business*-Rankings der Weltbank (Platz 78 von 190 Ländern).

Algerien besitzt nochmals höhere Finanzierungskosten als Tunesien (WACC von 19 Prozent) und gleichzeitig nur mittlere geographische Bedingungen zur Produktion von grünem Wasserstoff. Die LCOH

³³ EHB, 2023

Gesamtbewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit der Erzeugungsprojekte (Korridor A)

→ Tabelle 6

Exportland	Umsetzungswahrscheinlichkeit der Erzeugungsprojekte
Tunesien	Mittel
Algerien	Niedrig

Guidehouse (2024)

liegen daher im höheren Bereich. Algerien befindet sich zudem auf einem der hinteren Plätze des *Ease of Doing Business*-Rankings der Weltbank (Platz 157 von 190 Ländern).

Fachkenntnisse und -kräfte zur Umsetzung der Erzeugungskapazitäten

Tunesien besitzt einen geringen Erneuerbare-Energien-Anteil an der Stromproduktion (circa 3 Prozent im Jahr 2021), aber zeichnet sich durch eine hohe Bewertung im *Green Complexity Index*-Ranking (2019) aus (29 von 110 Ländern) und hat damit trotz des derzeit geringen Anteils Erneuerbarer Energien gute Rahmenbedingungen für die Wasserstoffproduktion.

Algerien besitzt einen noch geringeren Erneuerbaren-Anteil an der Stromproduktion (circa 1 Prozent im Jahr 2021) und befindet sich zudem auf den hinteren Rängen des *Green Complexity Indexes* (73 von 110 Ländern). Damit weist es weniger gute Rahmenbedingungen für die Wasserstoffproduktion auf als Tunesien.

Flankierung durch nationalen Förderrahmen für Wasserstoffherstellungsprojekte

Tunesien besitzt eine Wasserstoffstrategie (2023, unveröffentlicht), die gemeinsam mit der Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) im Rahmen des deutsch-tunesischen Abkommens zu grünem Wasserstoff erarbeitet wurde.³⁴ Darin wird neben dem lokalen Verbrauch unter anderem Tunesiens Rolle als zukünftiger Exporteur von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten nach Europa hervorgehoben. Bis 2030 sollen 320 Kilotonnen beziehungsweise 13 Terawattstunden und bis 2035 1.100 Kilotonnen beziehungsweise 43 Terawattstunden grüner Wasserstoff produziert werden. Hierfür sind Elektrolysekapazitäten von bis zu 13 Gigawatt sowie Erneuerbare-Energien-Kapazitäten von circa 16 Gigawatt im Jahr 2035 geplant. Bis 2050 sollen die Produktionsmengen auf 8.300 Kilotonnen beziehungsweise

327 Terawattstunden steigen. Davon sind 6.000 Kilotonnen beziehungsweise 236 Terawattstunden für den pipelinegebundenen Export bestimmt.

Derzeit werden keine Finanzierungsmittel oder -instrumente bereitgestellt. Allerdings sieht die Strategie vor, dass ein regulatorischer und institutioneller Rahmen für die Produktion von grünem Wasserstoff und seine Derivate erarbeitet wird. Hierzu sollen eine Wasserstoff-Taskforce sowie ein Rahmenabkommen mit der Europäischen Union etabliert werden. Bis 2030 sollen erste Produktionsprojekte fertiggestellt sein. Die Anbindung an Europa soll bereits im Jahr 2030 erfolgen, wobei die Leitungskapazitäten schrittweise ausgebaut werden sollen (von 300 Kilotonnen pro Jahr ab 2030 auf 1 Megatonne pro Jahr ab 2035).

Algerien besitzt eine nationale Wasserstoff-Roadmap (2023). Das Land möchte bis 2040 10 Prozent des europäischen Bedarfs an Wasserstoff und Derivaten (grün und blau) decken bzw. 30–40 Terawattstunden.³⁵ Die Strategie beinhaltet drei Phasen: Pilotprojekte (2023–30), Expansion und Marktabstimmung (2030–40) und Industrialisierung und marktliche Wettbewerbsfähigkeit (2040–50). Als zentrale Stellschrauben für den Wasserstoffmarkthochlauf in Algerien werden die Kostenreduktion für die Produktion von Erneuerbaren Energien sowie die Elektrolyseurkosten angesehen. Zudem müsste das Stromnetz gestärkt werden. Zwischen 20 Milliarden Euro und 25 Milliarden Euro sind aus dem nationalen Haushalt für grünen Wasserstoff vorgesehen.³⁶ Die Wasserstoffstrategie sieht die Sicherung von ausländischer Finanzierung und Förderung sowie die Etablierung strategischer internationaler Partnerschaften vor. Allerdings enthält die Wasserstoffstrategie keine konkreten Finanzierungs- oder Anreizinstrumente auf nationaler Ebene.

³⁴ GIZ, 2022

³⁵ Collins, 2023

³⁶ Dokso, 2023

Plausible Importmengen (in Terawattstunden) nach Deutschland in den Jahren 2030 und 2035 (Korridor A)¹

→ Tabelle 7

Exportland/ Importland	Einspeisung und Auspeisung (TWh)		
	2030	2035	
		Fortgesetzte Anstrengung	Ausweitung und Vertiefung
Tunesien	0	20	24
Algerien	0	0	6
Italien	-3	-7	
Österreich	-1	-3	
Tschechien	-1	-2	
Slowenien	0	0	
Slowakei	-1	-2	
Plausible Importmengen (TWh)²	0	6	16

Guidehouse (2024)

- 1 Negative Werte implizieren einen Importbedarf. Positive Werte implizieren eine Überschussproduktion, die für den Export zur Verfügung steht. Summen können aufgrund von Rundungen von den addierten Einzelwerten abweichen. Dies gilt gleichermaßen für alle nachfolgenden Korridore.
- 2 Bei negativen Summen werden keine plausiblen Importmengen für Deutschland aus dem Korridor angenommen. Dies gilt gleichermaßen für alle nachfolgenden Korridore.

2.2.1.3 Plausible Importmengen nach Deutschland

Insgesamt zeigt sich, dass Wasserstoffimporte aus Tunesien nach Deutschland erst für das Jahr 2035 zu erwarten sind. In Bezug auf Algerien sind Importe ab 2035 nur plausibel anzunehmen, sofern über den

aktuellen Policy-Kurs hinaus zusätzliche Maßnahmen sowohl infrastruktur- als auch nachfrageseitig ergriffen werden. Tabelle 7 fasst die aus der Analyse resultierenden plausiblen Importmengen (in Terawattstunden) nach Deutschland in den Jahren 2030 und 2035 für den Korridor A zusammen.

2.2.2 Korridor B: Südwesteuropa & Nordafrika

2.2.2.1 Umsetzungswahrscheinlichkeit der Pipelineinfrastruktur

Für das Jahr 2030 ist die Realisierung der Importroute aus allen drei potenziellen Exportländern weniger wahrscheinlich. Für das Jahr 2035 kann von einer Anbindung Spaniens sowohl im Szenario *Fortgesetzte Anstrengung* als auch im Szenario *Ausweitung und Vertiefung* ausgegangen werden, während eine Anbindung Portugals lediglich im Szenario *Ausweitung und Vertiefung* zugrunde gelegt wird. Die Anbindung Marokkos wird in keinem der beiden Szenarien angenommen. Tabelle 8 fasst die Bewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit der Importrouten im Korridor B in den Jahren 2030 und 2035 zusammen.

Politische Flankierung

Die europäischen Teile des Korridors haben einen Status als PCI.³⁷ Dies betrifft insbesondere den Wasserstoffkorridor Portugal-Spanien-Frankreich-Deutschland (*H2Med*) mit den entsprechenden Interkonnektoren Portugal-Spanien (*CelZa*), Spanien-Frankreich (*BarMar*) sowie die Anbindung von Frankreich und Deutschland (*HyFen & H2ercules South*). Daneben haben die internen Wasserstoffinfrastrukturen in Portugal, Spanien und Deutschland (*H2ercules*) den PCI-Status.

Die Anbindung von Marokko an Spanien besitzt derzeit keinen Status als PMI. Allerdings existiert ein Wasserstoffkooperationsabkommen zwischen Deutschland und Marokko, das im Juni 2020 als Teil der German-Moroccan Energy Partnership³⁸ unterschrieben wurde. Teil des Abkommens ist die Zusammenarbeit bei der Entwicklung des Wasserstoffsektors im Land.³⁹ Der Anschluss Algeriens an diesen Korridor ist grundsätzlich möglich, allerdings existieren derzeit politische Spannungen zwischen Marokko und seinen Nachbarstaaten, insbesondere hinsichtlich der Souveränität der Westsahara.

Komplexität und Umfang des Infrastrukturausbaus

Im Gesamtkorridor liegt der Umrüstungsanteil bei circa 60 Prozent (bzw. 6.000 km), allerdings besteht ein signifikanter Neubauanteil bei den Pipelines in Portugal und Spanien.⁴⁰ Um die geplanten Produktionsvolumina aus Spanien und Portugal sowie Nordafrika zu den Nachfragezentren in Mitteleuropa, insbesondere Deutschland, zu transportieren, ist vor allem die Verbindung nach Frankreich zentral. Allerdings gab es zunächst erhebliche Opposition hinsichtlich des Baus einer Überlandverbindung zwischen Spanien und Frankreich durch die östlichen Pyrenäen. Vor diesem Hintergrund ist nun eine Unterseepipeline zwischen Barcelona und Marseille (*BarMar* als Teil von *H2Med*) geplant. Deren zeitnahe Fertigstellung ist insofern zentrales Nadelöhr. Diese

38 GIZ, 2024

39 Marokkanische Regierung, 2020

40 EHB, 2022

37 European Commission, 2023

Gesamtbewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit der Pipelineinfrastruktur in den Jahren 2030 und 2035 (Korridor B)

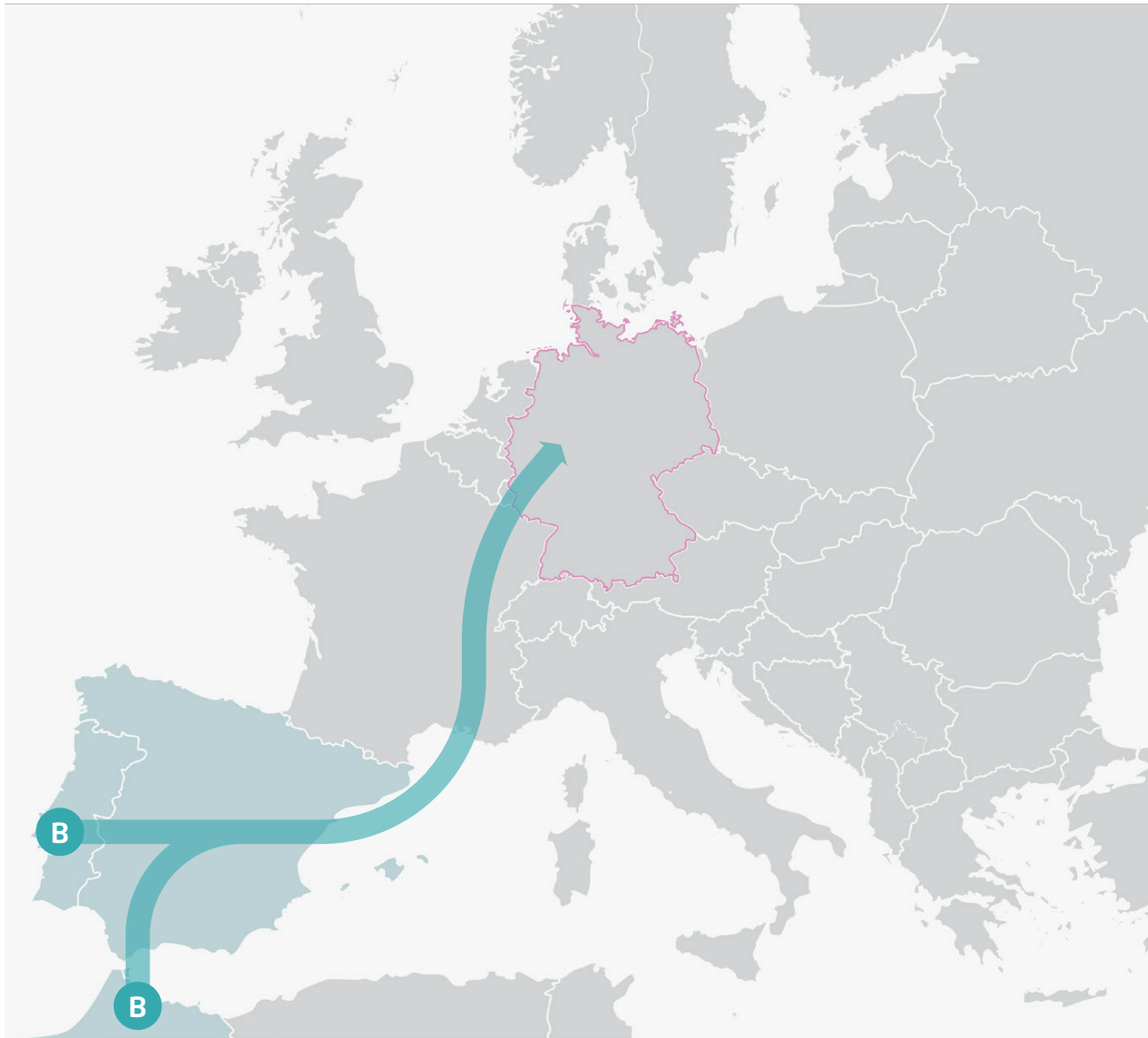
→ Tabelle 8

Exportland	Erwartete Umsetzung der Pipelineinfrastruktur		
	2030	2035	
		Fortgesetzte Anstrengung	Ausweitung und Vertiefung
Spanien	Nein	Ja	Ja
Portugal	Nein	Nein	Ja
Marokko	Nein	Nein	Nein

Guidehouse (2024)

Korridor B: Südwesteuropa und Nordafrika

→ Abb. 15

**Unterstützende Faktoren**

- Vielzahl an angekündigten Erzeugungsprojekten in Spanien
- Bestehende Finanzierungsinstrumente und ambitionierte politische Flankierung des Wasserstoffmarkthochlaufs in Spanien und Portugal
- Europäische Teile des Korridors haben einen PCI-Status
- Bestehende Energiepartnerschaft zwischen Deutschland und Marokko

Herausforderungen

- Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur in Frankreich mit hohen Unsicherheiten behaftet
- Fertigstellung der Unterseepipeline *BarMar* zwischen Barcelona und Marseille als zentrales Nadelöhr für die Realisierung spanischer Importe
- Fertigstellung der Kopplung Celorico-Zamora (*CelZa*) als zentrales Nadelöhr für die Realisierung portugiesischer Importe
- Signifikanter Neubauanteil, insbesondere in Spanien und Portugal
- Fertigstellung der Pipelineinfrastruktur zur Anbindung an Marokko
- Frühes Projektstadium der meisten Leitungsteile
- Geringere Fachkenntnisse und geringe Zahl an Fachkräften zur Umsetzung der Erzeugungskapazitäten in Marokko

Handlungsempfehlungen (korridorspezifisch)

- Zentrale Interkonnektoren (*BarMar*, *CelZa*) im Korridor politisch unterstützen, um möglichst frühzeitig Importe aus Spanien und Portugal zu realisieren
- Bilaterale Energiepartnerschaften mit Marokko ambitioniert fortführen und weiterentwickeln. Im Fokus stehen sollten der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft mit lokalen Beschäftigungseffekten, der Aufbau von Fachkenntnissen und qualifizierten Arbeitskräften sowie die Dekarbonisierung der lokalen Wirtschaft
- Bei Bedarf Investitionskostenzuschüsse sowie Finanzierungsinstrumente für Erzeugungsprojekte in Marokko bereitstellen, zum Beispiel durch Garantien der Europäischen Investitionsbank (EIB)
- Den Aufbau von Zertifizierungssystemen für erneuerbaren (und emissionsarmen) Wasserstoff basierend auf den Nachhaltigkeitsstandards der EU in Marokko unterstützen

Agora Energiewende und Guidehouse (2024). Anmerkung: Schematische Darstellung der Korridorverläufe.

Untersee-Alternative ist allerdings gegenüber der Überlandvariante kostenintensiver und damit mit zusätzlichen Realisierungsrisiken verbunden. Der weitere Verlauf der Überlandpipelines von Marseille nach Deutschland ist via Lyon und Metz/Nancy nach Frankfurt geplant. Gespräche auf Regierungsebene zwischen Deutschland und Frankreich hinsichtlich eines zeitnahen Ausbaus der Wasserstofftransitinfrastruktur in Frankreich gestalten sich jedoch schwierig. Im Gegensatz zu Deutschland plant Frankreich kein umfassendes Wasserstoffnetz, sondern setzt stärker auf regional Cluster.

Projektstatus der relevanten Korridorteile

Ein Großteil der Korridorbestandteile ist in noch frühem Projektstadium (pre-feasibility, zum Teil feasibility). Insbesondere hinsichtlich der für die Realisierung von Exporten aus Südwesteuropa und Nordafrika zentralen Verbindungen zwischen Spanien und Frankreich (*BarMar*) sowie Portugal und Spanien (*CelZa*) erscheint eine Fertigstellung bis zum Jahr 2030 als ambitioniert.

Die Fertigstellung von *BarMar* ist auf französischer Seite zwar bis zum Jahr 2030 mit einer Kapazität von 66,66 Terawattstunden Wasserstoff pro Jahr angekündigt, allerdings sind diverse Fragen insbesondere zur Finanzierung (inklusive Förderung z. B. durch Connecting Europe Facility Energy), dem Business Case (z. B. hinsichtlich eindeutiger Bekenntnisse auf Produktions- und Abnahmeseite) sowie zum genauen Verlauf derzeit noch nicht geklärt.⁴¹

⁴¹ Messad, 2023

Die Realisierung von Exporten aus Portugal ist abhängig von der Fertigstellung der Kopplung Celorico-Zamora (*CelZa*). Bisher sind kaum konkrete Entwicklungen zu beobachten und die Beteiligung des portugiesischen Netzbetreibers REN (Redes Energéticas Nacionais) an der Entwicklung des Korridors ist weniger stark. Eine Fertigstellung der Anbindung an Spanien wird daher frühestens ab dem Jahr 2035 erwartet.

Die Umrüstung der Maghreb-Europa-offshore-Pipeline für den Anschluss Marokkos an Spanien ist erst bis 2040 geplant.⁴² Zudem hat Spanien bisher geringes Interesse an einem Interkonnektor mit Marokko gezeigt, da eine Konkurrenz mit den spanischen Exporten nach Zentraleuropa befürchtet wird.

2.2.2.2 Umsetzungswahrscheinlichkeit der Erzeugungsprojekte in Exportländern

Insgesamt ergeben sich hohe Umsetzungswahrscheinlichkeiten der Erzeugungskapazitäten für Spanien und Portugal, aber eine nur mittelhohe für Marokko. Tabelle 9 fasst die Bewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit der Erzeugungsprojekte im Korridor B zusammen.

Wettbewerbsfähigkeit der Wasserstoffproduktion und allgemeines Investitionsklima

Spanien und Portugal besitzen auf der Basis bestehender Finanzierungskosten (WACC von 10 Prozent) sowie mittlerer geographischer Bedingungen für die

⁴² EHB, 2022

Gesamtbewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit der Erzeugungsprojekte (Korridor B)

→ Tabelle 9

Exportland	Umsetzungswahrscheinlichkeit der Erzeugungsprojekte
Spanien	Hoch
Portugal	Hoch
Marokko	Mittel

Guidehouse (2024)

Produktion von erneuerbarem Wasserstoff jeweils eine mittlere Wettbewerbsfähigkeit. Die LCOH von Spanien und Portugal liegen im mittleren Bereich. Beide Länder befinden sich im oberen Drittel des *Ease of Doing Business*-Rankings der Weltbank (Platz 30 (Spanien) und 39 (Portugal) von 190 Ländern) und zeichnen sich damit insgesamt durch ein gutes Investitionsklima aus.

Im Ländervergleich besitzt Marokko ebenfalls mittlere LCOH. Zudem zeichnet sich das Land durch ein hohes allgemeines Investitionsklima aus (*Ease of Doing Business*-Ranking: 53 von 190).

Fachkenntnisse und -kräfte zur Umsetzung der Erzeugungskapazitäten

Spanien und **Portugal** weisen insgesamt einen hohen Grad an Fachkenntnissen zur Umsetzung von Wasserstoffproduktionskapazitäten auf. Spanien besitzt einen mittelhohen Erneuerbare-Energien-Anteil an der Stromproduktion (circa 46 Prozent im Jahr 2021). Daneben hat das Land gute Rahmenbedingungen für die Wasserstoffproduktion gemäß *Green Complexity Index*-Ranking (2019) (Platz 24 von 110 Ländern). In Spanien existieren zudem 20 Prozent (2022) der weltweiten erneuerbaren Wasserstoffprojekte (zweiter Platz hinter den USA).⁴³ Ähnlich gute Voraussetzungen hat Portugal mit einem Erneuerbare-Energien-Anteil an der Stromproduktion von 70 Prozent im Jahr 2021 sowie einer Platzierung im oberen Feld des *Green Complexity Index*-Ranking (Platz 23 von 110 Ländern).

Demgegenüber hat **Marokko** einen niedrigeren Erneuerbare-Energien-Anteil an der Stromproduktion von knapp 19 Prozent (2021) und weist gemäß *Green Complexity Index*-Ranking (2019) nur mittlere Rahmenbedingungen für die Wasserstoffherzeugung auf (Platz 44 von 110 Ländern). Total Energies investiert bereits 9,4 Mrd. Euro in die großskalige Produktion von grünem Wasserstoff und Ammoniak

in Guelmim-Oued Noun mit geplantem Produktionsstart im Jahr 2027.⁴⁴

Flankierung durch nationalen Förderrahmen für Wasserstoffherzeugungsprojekte

Spanien besitzt seit 2020 eine nationale Wasserstoffstrategie. Eines ihrer Ziele ist die Schaffung von mindestens 4 Gigawatt Kapazität bis 2030. 25 Prozent der derzeitigen Wasserstoffnachfrage der Industrie sollen bis 2030 durch grünen Wasserstoff ersetzt werden. Daneben soll grüner Wasserstoff im Verkehrssektor (Leicht- und Schwerlastverkehr sowie Busse) genutzt werden. Der aktualisierte Entwurf des integrierten nationalen Energie- und Klimaplanes (*National Energy and Climate Plan*, NECP) sieht zudem eine Erhöhung des Ausbaupfades der Elektrolysekapazität im Jahr 2030 von 4 auf 11 Gigawatt (höchstes Ziel der EU-Mitgliedsstaaten) sowie die Erhöhung des Wasserstoffnutzungsziels in der Industrie auf 74 Prozent vor.⁴⁵

Die spanische Regierung positioniert das Land als zukünftigen Exporteur von grünem Wasserstoff.⁴⁶ Spanien fördert die Wasserstoffproduktion und -nutzung im Rahmen der strategischen Projekte für die wirtschaftliche Erholung und Transformation (sogenannte PERTEs). Das Förderprogramm PERTE-ERHA für Erneuerbare Energien, erneuerbaren Wasserstoff und Speicher ist mit 6,9 Mrd. Euro ausgestattet, 22 Prozent davon sind für Wasserstoff vorgesehen.⁴⁷ Zudem hat die Regierung im Juni 2023 angekündigt, zusätzliche 1,6 Mrd. Euro neben den bereits bestehenden 1,55 Mrd. Euro für die Wasserstoffförderung bereitzustellen.⁴⁸

Portugals nationale Wasserstoffstrategie (EN-H₂, 2020⁴⁹) sieht ein Ziel von 2 bis 2,5 Gigawatt Elektrolysekapazität bis 2030 vor. Der Fokus liegt auf der Nutzung im Verkehr, der Industrie und der direkten Einspeisung ins Gasnetz sowie dem Export nach

43 Machado & Krumpelmann, 2023

44 Marie Takouleu, 2022

45 Directorate-General for Communication, 2023

46 La Moncloa, 2022

47 Green Hydrogen Organisation, 2024

48 Martin, 2023

49 República Portuguesa | Environment and Climate Action

Mitteleuropa. Konkret sieht die Strategie eine großskalige grüne Wasserstoffproduktion in Sines mit einer Kapazität von 1 Gigawatt bis 2030 vor. Zudem sollen bis 2030 5 Prozent des Endenergieverbrauchs im Straßenverkehr sowie der Industrie durch grünen Wasserstoff gedeckt werden. Des Weiteren soll der Anteil grünen Wasserstoffs an den Einspeisungen ins Gasnetz im selben Zeitraum auf 15 Prozent steigen.

Im Juli 2023 gab die portugiesische Regierung bekannt (aktualisierter Entwurf des NECP⁵⁰), dass eine angehobene Elektrolysekapazität von 5,5 Gigawatt bis 2030 erreicht werden soll.⁵¹ Zudem plant Portugal eine Ausschreibung für 10-jährige Verkaufskontrakte mit Betriebskostenförderung an Produzenten zur Einspeisung von grünem Wasserstoff (und Biomethan) ins Gasnetz (beihilferechtliche Entscheidung der EU-Kommission noch ausstehend).⁵² Ziel ist die Einspeisung von erneuerbarem Wasserstoff in Höhe von 120 Gigawattstunden pro Jahr (0,4 Prozent des portugiesischen Gaskonsums⁵³) mit einer maximalen Förderhöhe von 127 Euro pro Megawattstunde.⁵⁴

Marokko besitzt seit 2021 eine Roadmap für grünen Wasserstoff.⁵⁵ Die in der Strategie enthaltenen Maßnahmen sind insgesamt hauptsächlich als Vision formuliert und beinhalten keine konkreten Politikinstrumente oder eine dahinterliegende Finanzierung. Der Fokus der Strategie liegt auf der Beschreibung der vorgesehenen Phasen des Wasserstoffmarkthochlaufs in den Jahren 2020 bis 2050. Bis 2030 erwartet Marokko einen lokalen Wasserstoffmarkt von 4 Terawattstunden und einen Exportmarkt von 10 Terawattstunden, was den Zubau von 6 Gigawatt an Erneuerbare-Energien-Kapazitäten bedeuten würde.

2.2.2.3 Plausible Importmengen nach Deutschland

Insgesamt zeigt sich, dass Importe aus den Ländern Spanien und Portugal nach Deutschland erst für das Jahr 2035 zu erwarten sind. Dabei sind Importe aus Portugal ab 2035 nur plausibel anzunehmen, sofern über den aktuellen Policy-Kurs hinaus zusätzliche Maßnahmen sowohl infrastruktur- als auch nachfrageseitig ergriffen werden. Importe aus Marokko sind auch in einem solchen Szenario nicht vor dem Jahr 2035 zu erwarten. Tabelle 10 fasst die aus der

50 European Commission, 2023

51 Goncalves, 2023

52 Goncalves, 2023

53 FuelCellsWorks, 2023

54 Green Hydrogen Organisation, 2024

55 Ministère de l'Énergie des Mines et de l'Environnement | Royaume du Maroc, 2021

Plausible Importmengen (in Terawattstunden) nach Deutschland in den Jahren 2030 und 2035 (Korridor B)¹ → Tabelle 10

Exportland/ Importland	Einspeisung und Ausspeisung (TWh)		
	2030	2035	
		Fortgesetzte Anstrengung	Ausweitung und Vertiefung
Spanien	0	18	21
Portugal	0	0	11
Marokko	0	0	0
Frankreich	0	0	
Plausible Importmengen (TWh) ²	0	18	32

Guidehouse (2024)

1 Summen können aufgrund von Rundungen von den addierten Einzelwerten abweichen.

2 Bei negativen Summen werden keine plausiblen Importmengen für Deutschland aus dem Korridor angenommen.

Analyse resultierenden plausiblen Importmengen (in Terawattstunden) nach Deutschland in den Jahren 2030 und 2035 für den Korridor B zusammen.

2.2.3 Korridor C: Nordsee

2.2.3.1 Umsetzungswahrscheinlichkeit der Pipelineinfrastruktur

Für das Jahr 2030 wird von der Realisierung der Importrouten sowohl aus Dänemark als auch aus Norwegen ausgegangen. Für das Jahr 2035 wird im Szenario *Ausweitung und Vertiefung* die zusätzliche Anbindung des Vereinigten Königreichs zugrunde gelegt. Tabelle 11 fasst die Bewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit der Importrouten im Korridor C in den Jahren 2030 und 2035 zusammen.

Politische Flankierung

Die relevanten Importinfrastrukturen entlang des Korridors haben den Status als PCI bzw. im Falle Norwegens als PMI.⁵⁶ Für den geplanten norwegischen Importkorridor betrifft dies die Offshore-Pipeline Norwegen – Deutschland (*Clean Hydrogen-to-Europe*-Pipeline bzw. CHE-Pipeline) sowie die weiterführende interne Infrastruktur in Deutschland (*H2ercules West*). Die CHE-Pipeline besteht sowohl aus der Anbindung zweier in Südnorwegen geplanter Produktionsprojekte an die Draupner-Plattform in

der Nordsee als auch aus dem Neubau einer Pipeline nach Deutschland (gegebenenfalls auch Umwidmung der Gasleitung Europipe 1). Allerdings sei darauf hingewiesen, dass der PMI-Status nur die Anbindungen an zwei Produktionsprojekte in Südnorwegen (Kollsnes/Mongstad/Kårstø) beinhaltet, aber nicht die weiterführende interne norwegische Wasserstoffinfrastruktur an ein ebenfalls geplantes Produktionsprojekt im Norden des Landes (Nyhamna).

Die norwegische und die deutsche Regierung setzen sich zudem für die Inbetriebnahme einer Pipeline zwischen beiden Ländern bis 2030 ein.⁵⁷ Norwegen setzt dabei aber zumindest mittelfristig einen Fokus auf den Export von blauem Wasserstoff, wobei eine Transportkapazität von circa 4 Megatonnen pro Jahr geplant ist (2,75 Megatonnen für blauen Wasserstoff, die verbleibende Kapazität zur Ermöglichung zukünftiger sonstiger Importmengen, insbesondere erneuerbarer Wasserstoff auf der Basis von Off-shore-Wind).⁵⁸ Bisher geplante größere Produktionskapazitäten beziehen sich zudem ausschließlich auf blauen Wasserstoff.⁵⁹ Die am weitesten fortgeschrittenen Großprojekte sind das Projekt *Clean Hydrogen to Europe* (CHE) von Equinor und das *Aukra-Hydrogen-Hub*-Projekt (AHH), das von einem Konsortium aus Shell, CapeOmega und Aker Horizons entwickelt wird. Neben diesen Projekten zur Erzeugung von

56 European Commission, 2023

57 Hydrogen Europe, 2023

58 Gassco, DENA, 2023

59 Gassco, DENA, 2023

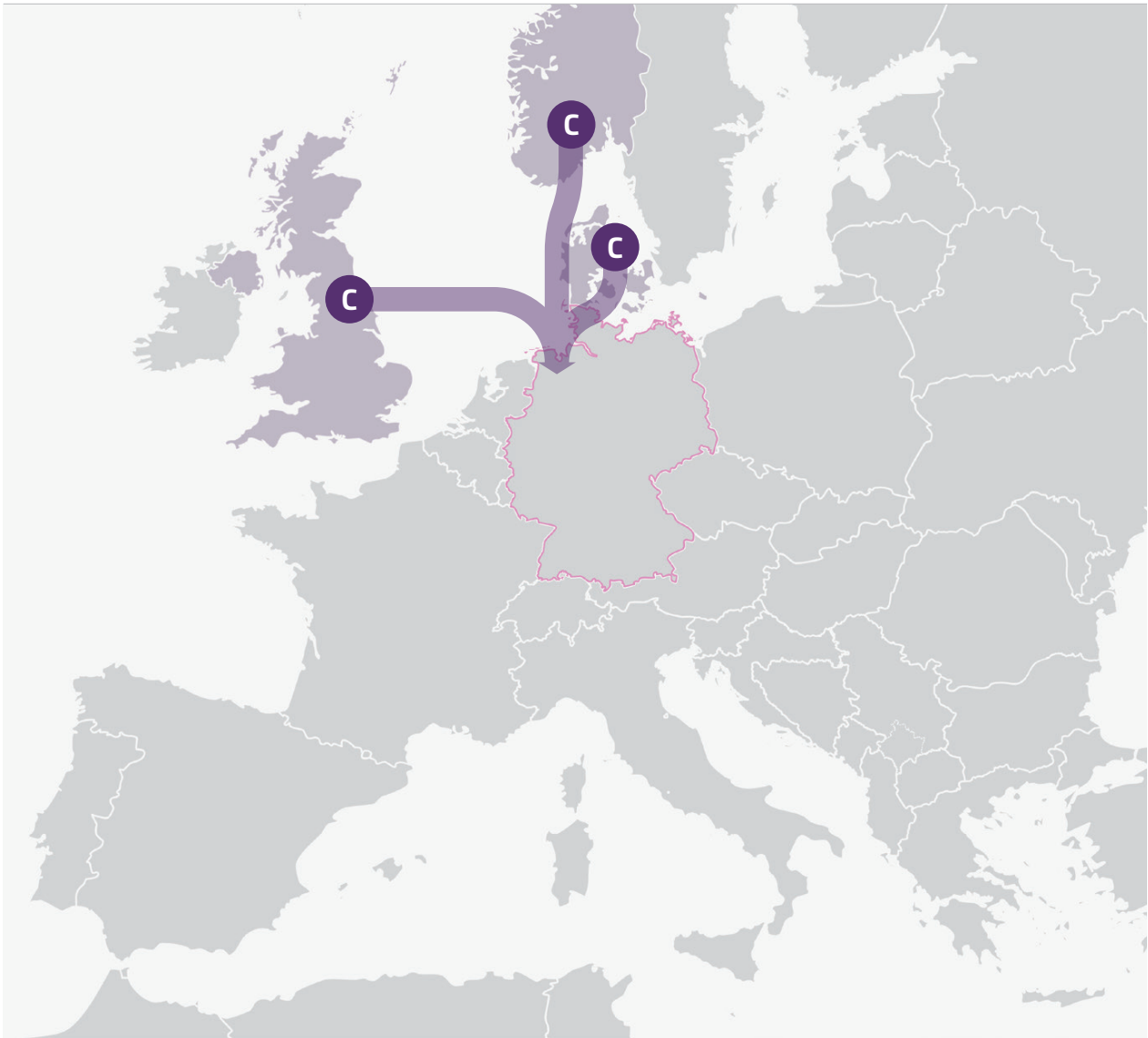
Gesamtbewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit der Pipelineinfrastruktur in den Jahren 2030 und 2035 (Korridor C)

→ Tabelle 11

Exportland	Erwartete Umsetzung der Pipelineinfrastruktur		
	2030	2035	
		Fortgesetzte Anstrengung	Ausweitung und Vertiefung
Norwegen	Ja	Ja	Ja
Dänemark	Ja	Ja	Ja
Vereinigtes Königreich	Nein	Nein	Ja

Korridor C: Nordsee

→ Abb. 16

**Unterstützende Faktoren**

- Keine Transitländer, damit direkte Verbindung zwischen Produktion und Abnahme in Deutschland, was den Koordinierungsaufwand reduziert
- Starke politische Flankierung des Infrastrukturausbaus im Korridor
- Große Unterstützung finanzstarker Stakeholder entlang der Wertschöpfungskette
- Vergleichsweise kurzer Importkorridor aus Dänemark, allerdings mit erheblichen Neubauanteilen
- Europäische Teile des Korridors haben einen PCI-Status
- Bestehende Finanzierungsinstrumente und ambitionierte politische Flankierung des Wasserstoffmarktchoclaufs in allen Exportländern des Korridors
- Hohe Wettbewerbsfähigkeit der Wasserstoffproduktion in allen Exportländern im Korridor

Herausforderungen

- Politischer Fokus auf Import von blauem Wasserstoff aus Norwegen
- Hohe Neubauanteile, da bestehende Pipelines (aus Norwegen) mittelfristig voraussichtlich für Erdgasexporte genutzt werden
- Technische Komplexität des Baus neuer Unterseepipelines aus Norwegen und Großbritannien
- Anbindung Großbritanniens an Deutschland/Zentraleuropa hat keinen PMI-Status; zudem sehr frühes Projektstadium

Handlungsempfehlungen (korridorspezifisch)

- Zentrale Importverbindungen aus Dänemark und Norwegen weiterhin politisch unterstützen, um Importe bereits ab 2030 zu realisieren
- Einen etwaigen Antrag Großbritanniens auf den Status als PMI politisch unterstützen, um eine Förderung aus der CEF und damit eine möglichst frühzeitige Realisierung der Anbindung an Europa zu ermöglichen
- Bilaterale Wasserstoffpartnerschaft mit Großbritannien ambitioniert fortführen und weiterentwickeln. Im Fokus stehen sollte die Realisierung einer frühzeitigen Etablierung der Importinfrastruktur, die Zusammenarbeit beim Aufbau der jeweiligen Wasserstoffwirtschaft sowie die Herstellung geeigneter Investitionsbedingungen

Agora Energiewende und Guidehouse (2024). Anmerkung: Schematische Darstellung der Korridorverläufe.

blauem Wasserstoff werden mehrere erneuerbare Wasserstoffprojekte auf der Basis von Offshore-Wind in Betracht gezogen.⁶⁰

Daneben besitzt die deutsche Aquaductus-Offshore-Pipeline einen PCI-Status. Sie könnte neben dem geplanten Anschluss an den ersten deutschen Windpark auf See zur Wasserstoffproduktion (*SEN-1*) zukünftig auch den Transport zusätzlicher Wasserstoffmengen aus Offshore-Produktionsstandorten u. a. in Norwegen, Dänemark und dem Vereinigten Königreich ermöglichen. Eine Anbindung von Aquaductus an die geplante Pipeline zwischen Norwegen und Deutschland ist im Falle deren Neubaus ebenfalls geplant.⁶¹

Die Kopplung Dänemarks an Deutschland sowie die jeweiligen internen Infrastrukturen in Dänemark und Deutschland (*DK Hydrogen Pipeline West* und *HyperLink III*) besitzen ebenfalls einen PCI-Status. Bilaterale Gespräche zwischen der deutschen und der dänischen Regierung zur Umsetzung dieses Importkorridors finden statt.

Für die Anbindung des Vereinigten Königreichs an Kontinentaleuropa besteht kein PMI-Status. Allerdings besteht seit September 2023 eine Wasserstoffpartnerschaft zwischen Deutschland und dem Vereinigten Königreich zur Zusammenarbeit bei der Entwicklung einer internationalen Wasserstoffindustrie und des Wasserstoffhandels.⁶² Derzeit sind allerdings keine Anbindungsprojekte zwischen dem Vereinigten Königreich und Kontinentaleuropa bzw. Deutschland in der konkreten Umsetzungsplanung. Die deutsche und die britische Regierung führen lediglich erste Gespräche über den Bau einer etwa 640 Kilometer langen Unterseepipeline.⁶³ Erschwerend kommt hinzu, dass das Vereinigte Königreich, mit Ausnahme von Schottland, nur ein geringes Exportpotenzial besitzt und bis 2035 gegebenenfalls selbst auf Importe angewiesen sein wird.

Komplexität und Umfang des Infrastrukturausbaus

Importrouten in diesem Korridor haben den Vorteil, dass die entsprechenden Pipelines keine weiteren Länder kreuzen müssen, sondern eine direkte Verbindung zwischen Export und Abnahme in Deutschland besteht. Das verringert den Koordinierungsaufwand und erhöht voraussichtlich die Effizienz im Infrastrukturausbau. Gleichzeitig sind Exporte beispielsweise in die Niederlande und nach Belgien trotz der direkten Verbindung aus diesem Korridor gegebenenfalls möglich.

Für die Umsetzung der Pipeline zwischen Norwegen und Deutschland gilt, dass insgesamt eine große Unterstützung relevanter Stakeholder auf norwegischer und deutscher Seite entlang der Wertschöpfungskette (beispielsweise Equinor, Gassco, Shell und RWE) zur Realisierung der Exportinfrastruktur und der damit einhergehenden Schaffung von Produktions- und Abnahmekapazitäten besteht.

Zwischen Norwegen und Deutschland existieren insgesamt drei Unterseegaspipelines, die theoretisch für den Wasserstofftransport umgewidmet werden könnten. Im Rahmen des CHE-Pipelineprojekts sind vor diesem Hintergrund sowohl die Umwidmung der Europipe 1 als auch der Bau einer neuen Leitung nach Wilhelmshaven (circa 845 Kilometer) diskutierte Alternativen. Allerdings sind gerade vor dem Hintergrund der gestiegenen Gaslieferungsmengen aus Norwegen in Folge des Stopps russischer Gasimporte nach Deutschland die bestehenden Gasleitungen mittelfristig voraussichtlich voll ausgelastet. Eine Umrüstung impliziert Auswirkungen auf die Flexibilität des Gasmarkts, da sich die Transportkapazität für Gas zwischen Deutschland und Norwegen um bis zu 25 Prozent reduzieren würde.⁶⁴ Insofern ist davon auszugehen, dass zur kurzfristigen Realisierung norwegischer Wasserstoffimporte der Neubau einer dedizierten Wasserstoffpipeline wahrscheinlich ist. Ein Neubau würde dabei etwa doppelt so hohe Investitionskosten implizieren (4,7 Milliarden statt

60 Gassco, DENA, 2023

61 EHB, 2023

62 Habibic, 2023

63 Stone, 2023

64 Gassco, DENA, 2023

2,6 Milliarden Euro).⁶⁵ Allerdings könnte die Umrüstung bestehender Pipelines vor allem ab Mitte der 2030er Jahre relevant werden, sofern sich die Gasliefermengen erwartungsgemäß reduzieren.

Die zeitnahe Realisierung von Exportmengen aus Dänemark hängt insbesondere von der Realisierung einer neuen Pipelineinfrastruktur über Land ab, da vor allem die interne Wasserstoffinfrastruktur im Norden des Landes neu gebaut werden muss. Allerdings sind die zu bauenden Leitungslängen zur Realisierung von Importen nach Deutschland vergleichsweise kurz (561 km⁶⁶), verlaufen an Land und durchkreuzen keine weiteren Transitländer.

Obwohl sich keine konkreten Anbindungsprojekte zwischen dem Vereinigten Königreich und Kontinentaleuropa in der Umsetzung befinden, gehen die Konzepte für Importrouten bisher von einer direkten Verbindung oder alternativ von einem Anschluss an die geplante norwegische Offshore-Pipeline nach Deutschland aus.⁶⁷

Projektstatus der relevanten Korridorteile

Die geplante Pipeline zwischen Norwegen und Deutschland hat die *Feasibility*-Phase abgeschlossen. Eine finale Investitionsentscheidung ist für das vierte Quartal 2024 vorgesehen. Der Zeitplan des Pipelineneubaus ist angesichts der Unsicherheiten im Zusammenhang mit der kommerziellen Umsetzung, dem Reifegrads der Wertschöpfungskette sowie regulatorischen und kommerziellen

Rahmenbedingungen, Genehmigungen und der Dauer von Beschaffungsprozessen dennoch ambitioniert.⁶⁸

Das dänische Wasserstoffnetz (*DK Hydrogen Pipeline West*) und die weiterführende Leitung in Deutschland (*HyperLink III*) befinden sich in der *Feasibility/pre-FEED* Phase.⁶⁹

Obwohl sich keine konkreten Anbindungsprojekte zwischen dem Vereinigten Königreich und Kontinentaleuropa in der Umsetzung befinden, führen Deutschland und das Vereinigte Königreich Gespräche über den Bau einer Wasserstoffpipeline zwischen beiden Ländern (direkt oder über Norwegen, allerdings in sehr frühem Projektstadium).⁷⁰ Daneben wurde mit politischer Unterstützung der schottischen Regierung ein (offshore) Anbindungskonzept zwischen Schottland und Deutschland entwickelt (*Hydrogen Backbone Link*).⁷¹ Die schottische Regierung hat dem Net Zero Technology Centre (NZTC) für den Beweis der Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit des Wasserstoffexports von Schottland nach Deutschland einen Zuschuss von 200.000 Pfund gewährt.⁷²

2.2.3.2 Umsetzungswahrscheinlichkeit der Erzeugungsprojekte in Exportländern

Insgesamt ergeben sich für alle Exportländer im Korridor C, insbesondere auf der Basis ihrer guten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die

65 Gassco, DENA, 2023

66 EHB, 2023

67 OGV Energy, 2023

68 Gassco, DENA, 2023

69 EHB, 2023

70 Stone, 2023

71 OGV Energy, 2023

72 Offshore, 2023

Gesamtbewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit der Erzeugungsprojekte (Korridor C)

→ Tabelle 12

Exportland	Umsetzungswahrscheinlichkeit der Erzeugungsprojekte
Norwegen	Hoch
Dänemark	Hoch
Vereinigtes Königreich	Hoch

Guidehouse (2024)

Wasserstofferzeugung, hohe Umsetzungswahrscheinlichkeiten für die entsprechenden Erzeugungsprojekte. Tabelle 12 fasst die Bewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit der Erzeugungsprojekte im Korridor C zusammen.

Wettbewerbsfähigkeit der Wasserstoffproduktion und allgemeines Investitionsklima

Alle Exportländer im Korridor C profitieren von niedrigen Finanzierungskosten (WACC von 7–8 Prozent) sowie mittleren geographischen Bedingungen für die grüne Wasserstoffproduktion. Daraus ergeben sich vergleichsweise niedrige LCOH in allen drei Ländern. Dies führt für alle vorgenannten Exportländer zu einer hohen Wettbewerbsfähigkeit der grünen Wasserstoffproduktion.

Zudem befinden sich alle untersuchten Exportländer an der Spitze des *Ease of Doing Business*-Rankings (Platz 9 (Norwegen), Platz 4 (Dänemark) sowie Platz 8 (Vereinigtes Königreich) von 190 Ländern) und zeichnen sich damit insgesamt durch ein sehr gutes Investitionsklima aus.

Fachkenntnisse und -kräfte zur Umsetzung der Erzeugungskapazitäten

Norwegen und Dänemark weisen einen insgesamt hohen Grad an Fachkenntnissen und -kräften zur Umsetzung von Wasserstoffproduktionskapazitäten auf. Beide Länder zeigen jeweils einen hohen Erneuerbare-Energien-Anteil an der Stromproduktion (99 Prozent in Norwegen und 79 Prozent in Dänemark im Jahr 2021). Daneben haben beide Länder mittelgute bis gute Rahmenbedingungen für die Wasserstoffproduktion gemäß *Green Complexity Index*-Ranking (Norwegen: Platz 49; Dänemark: Platz 11 von 110 Ländern).

Das Vereinigte Königreich weist in der Gesamtschau demgegenüber einen etwas geringeren Grad an Fachkenntnissen und -kräften zur Umsetzung von Wasserstoffproduktionskapazitäten gemäß einschlägigen Indikatoren auf (Erneuerbare-Energien-Anteil

an der Stromproduktion von fast 40 Prozent im Jahr 2021 sowie Platz 40 im *Green Complexity Index*-Ranking).

Flankierung durch nationalen Förderrahmen für Wasserstofferzeugungsprojekte

Norwegens nationale Wasserstoffstrategie (2020)⁷³ legt vor allem in den ersten Jahren des Wasserstoffmarkthochlaufs den Fokus auf die Produktion von blauem Wasserstoff. Bis ins Jahr 2038 sollen Importvolumina aus Erzeugungskapazitäten für blauen Wasserstoff von 10 Gigawatt per Pipeline nach Deutschland transportiert werden,⁷⁴ bis 2030 sollen es bereits 2 Gigawatt sein.⁷⁵ Gemäß einer gemeinsamen deutsch-norwegischen Machbarkeitsstudie der Deutschen Energie-Agentur (dena) und Gassco werden bis 2030 norwegische Wasserstoffimporte von circa 30 TWh pro Jahr angenommen.⁷⁶ Sobald Offshore-Windanlagen mit Elektrolyseuren gebaut werden, soll der daraus resultierende grüne Wasserstoff zunächst beigemischt werden, mit dem Ziel langfristig ausschließlich grünen Wasserstoff zu liefern.

In **Dänemarks** Nationaler Power-to-X-(PtX)-Strategie⁷⁷ wird das Ziel festgeschrieben, bis 2030 eine Elektrolysekapazität von 4 bis 6 Gigawatt zu errichten. Dänemark soll in die Lage versetzt werden, PtX-Produkte und -Technologien zu exportieren, beispielsweise durch dezidierte Förderung und geeignete Rahmenbedingungen zum Aufbau der nationalen Wasserstoffinfrastruktur zur Ermöglichung von Exporten sowie Energiepartnerschaften mit anderen Ländern, darunter Deutschland.

Die Ergebnisse einer ersten dezidierten Ausschreibung für 10-jährige fixe Prämien zur Förderung der Produktion von grünem Wasserstoff und PtX-Kraftstoffen wurden im Oktober 2023 veröffentlicht. Mit einem Budget von insgesamt 170 Millionen Euro

⁷³ Norwegian Ministry of Petroleum and Energy; Norwegian Ministry of Climate and Environment, 2020

⁷⁴ RWE AG, 2023

⁷⁵ RWE AG, 2023

⁷⁶ Gassco, DENA, 2023

⁷⁷ Danish Ministry of Climate, Energy and Utilities, 2021

(1,25 Milliarden Dänische Kronen, DKK) wurden insgesamt mehr als 280 Megawatt erneuerbarer Wasserstoff-beziehungsweise PtX-Produktionskapazität bezuschlagt. Die Ausschreibung war dreimal überzeichnet und ergab sehr niedrige Förderbedarfe. Beispielsweise lag das höchste bezuschlagte Gebot (fixe Prämie) bei umgerechnet 1,05 Euro pro Kilogramm Wasserstoff.

Die nationale Wasserstoffstrategie des Vereinigten Königreichs (2021)⁷⁸ legt den Fokus auf vier Phasen des Wasserstoffmarkthochlaufs im Zeitraum 2022 bis Mitte 2035, wobei bis 2030 Produktionskapazitäten für kohlenstoffarmen Wasserstoff von 5 Gigawatt errichtet werden sollen. Daneben bestehen sehr ambitionierte Klimaziele (Reduktion der Emissionen um 78 Prozent bis 2035 im Vergleich zu 1990). Als Teil der Energy Security Strategy hat die Regierung eine Verdopplung des Ziels auf 10 Gigawatt Wasserstoffproduktionskapazität bekanntgegeben, davon mindestens die Hälfte durch erneuerbare Elektrolysekapazität.⁷⁹

Im Rahmen des *Net Zero Hydrogen Fund* (NZHF) (240 Millionen Pfund) zur Förderung der Produktion von kohlenstoffarmem Wasserstoff⁸⁰ fanden bisher zwei Ausschreibungsrunden statt.⁸¹ Zudem wird die Förderung im Rahmen von Allokationsrunden (*Electrolytic Allocation Round*) für die sogenannten *Hydrogen Business Models* gezahlt.⁸² Eine erste Allokationsrunde (HAR1) wurde im Jahr 2022 lanciert und die Ergebnisse wurden Ende 2023 veröffentlicht.⁸³ Dabei wurden elf Projekte mit einer Gesamtkapazität von 125 Megawatt bezuschlagt, die im Rahmen eines 15-jährigen Differenzkontrakts (*Contracts for Difference*) in Bezug zum Erdgaspreis gefördert werden. Der durchschnittliche Zuschlagspreis (anzulegender Wert) lag bei 241 Pfund pro Megawattstunde

beziehungsweise 282 Euro Megawattstunde⁸⁴, was 9,49 Pfund beziehungsweise 11,12 Euro pro Kilogramm Wasserstoff entspricht.⁸⁵ Zudem wurde eine zweite Allokationsrunde gestartet (HAR2), mit dem Ziel, im Jahr 2024 bis zu 875 Megawatt zu fördern.

Daneben veröffentlichte die britische Regierung im Dezember 2023 eine *Hydrogen Production Delivery Roadmap*.⁸⁶ In ihr wird das Ziel genannt, in zukünftigen Allokationsrunden in den Jahren 2025 und 2026 zusätzliche Kapazitäten von bis zu 1,5 Gigawatt zu installieren. Weiterhin sollen bis 2030 vier Gigawatt blaue Wasserstoffkapazitäten und sechs Gigawatt grüne Wasserstoffkapazitäten zu Erreichung des 10-Gigawatt-Ziels gefördert werden.

Der *Hydrogen Sector Development Action Plan* (2022)⁸⁷ positioniert das Vereinigte Königreich als zukünftigen Exporteur von emissionsarmem Wasserstoff, allerdings unter Berücksichtigung der heimischen Nachfrage. Ein Fokus liegt zudem auf internationalen Partnerschaften sowie der Berücksichtigung des britischen Wasserstoffexportsektors in neuen und neuverhandelten Handelsabkommen und der Stärkung der britischen Wettbewerbsfähigkeit.

Die schottische Regierung hat im Jahr 2022 einen eigenen Wasserstoffaktionsplan veröffentlicht.⁸⁸ Hierin werden Wasserstoffproduktionskapazitäten von 5 Gigawatt bis 2030 und 25 Gigawatt bis 2045 angestrebt und der Plan sieht ein Budget von 100 Millionen Pfund (circa 117 Millionen Euro) für erneuerbare Wasserstoffprojekte vor, unter anderem im Rahmen der Förderung des im Juni 2022 lancierten *Hydrogen Innovation Scheme* (10 Millionen Pfund) mit Fokus auf der Förderung von Demonstrationsanlagen⁸⁹ sowie des *Green Hydrogen Fund* (90 Millionen Pfund). Die verfügbaren

78 Department for Energy Security and Net Zero, 2021

79 Department for Energy Security and Net Zero; Prime Minister's Office, 10 Downing Street; Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2022

80 Department for Energy Security and Net Zero, 2022

81 GOV.UK, 2023

82 Department for Energy Security and Net Zero; Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2022

83 Department for Energy Security & Net Zero, 2023

84 1 Euro = 0.85 Pfund, Umrechnungskurs gilt auch für nachfolgende Angaben.

85 Collins, 2024

86 Department for Energy Security & Net Zero, 2023

87 Department for Energy Security & Net Zero, 2023

88 Energy and Climate Change Directorate, Scottish Government, 2022

89 Energy and Climate Change Directorate, Scottish Government, 2024

Produktionsmengen im Jahr 2030 sollen dabei hauptsächlich der heimischen Nachfrage dienen, während die angestrebten 25 Gigawatt im Jahr 2045 auch für Exporte zur Verfügung stünden (2,5 von insgesamt 3,3 Megatonnen pro Jahr). Ein Großteil der anvisierten Offshore-Kapazität bis 2030 (8 bis 12 Gigawatt) könnte zur Wasserstoffproduktion genutzt werden.⁹⁰ Der Aktionsplan widmet sich außerdem dezidiert dem schottischen Exportpotenzial. Beispielsweise wird darin ein *Hydrogen Sector Export Plan* (HSEP) angekündigt.

Wasserstoff nicht in den untenstehenden Tabellen aufgeführt. Wasserstoffimporte aus Großbritannien sind erst ab 2035 plausibel anzunehmen, und auch nur, sofern über den aktuellen Policy-Kurs hinaus zusätzliche Maßnahmen sowohl infrastruktur- als auch nachfrageseitig ergriffen werden. Tabelle 13 fasst die aus der Analyse resultierenden plausiblen Importmengen nach Deutschland in den Jahren 2030 und 2035 für den Korridor C zusammen.

2.2.3.3 Plausible Importmengen nach Deutschland

Insgesamt zeigt sich, dass substanzielle Importe an erneuerbarem Wasserstoff aus den Ländern Dänemark und Norwegen bereits für das Jahr 2030 umsetzbar sind. Bis 2035 steigen die aus diesen Ländern importierbaren Mengen weiter an. Bei der Auslastung des Korridors spielt auch der zu erwartende Export von Wasserstoff aus Erdgas mit CO₂-Abscheidung eine Rolle. Diese Importmengen werden allerdings aufgrund des Analysefokus auf erneuerbaren

⁹⁰ Enerdata, 2022

Plausible Importmengen (in Terawattstunden) nach Deutschland in den Jahren 2030 und 2035 (Korridor C)¹ → Tabelle 13

Exportland/ Importland	Einspeisung und Auspeisung (TWh)		
	2030	2035	
		Fortgesetzte Anstrengung	Ausweitung und Vertiefung
Dänemark	19	27	31
Norwegen	8	15	17
Vereinigtes Königreich	0	0	5
Niederlande	-6	-8	
Belgien	-3	-6	
Luxemburg	-1	-1	
Plausible Importmengen (TWh) ²	17	28	37

Guidehouse (2024)

¹ Summen können aufgrund von Rundungen von den addierten Einzelwerten abweichen.

² Bei negativen Summen werden keine plausiblen Importmengen für Deutschland aus dem Korridor angenommen.

2.2.4 Korridor D: Nordische und baltische Regionen

2.2.4.1 Umsetzungswahrscheinlichkeit der Pipelineinfrastruktur

Für das Jahr 2030 ist die Realisierung der Importroute aus Schweden und Finnland weniger wahrscheinlich. Für das Jahr 2035 kann von einer Anbindung dieser beiden Exporteure sowohl im Szenario *Fortgesetzte Anstrengung* als auch im Szenario *Ausweitung und Vertiefung* ausgegangen werden. Tabelle 14 fasst die Bewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit der Importrouten im Korridor D in den Jahren 2030 und 2035 zusammen.

Politische Flankierung

Alle Leitungsteile des Korridors haben einen PCI-Status im Rahmen des *Hydrogen-Baltic Energy Market Interconnection Plan* (BEMIP).⁹¹ Dies betrifft im Einzelnen die Unterseekopplung Schweden-Finnland (*Nordic Hydrogen Route – Bothnian Bay*), die Überlandverbindung zwischen Finnland, Estland, Lettland, Polen und Deutschland (*Nordic-Baltic Hydrogen Corridor*) sowie die direkte Unterseeeverbindung zwischen Schweden und Finnland nach Deutschland (*Baltic Sea Hydrogen Collector*), die über den 140 Kilometer langen Interkonnektor Bornholm-Lubmin nach Deutschland führen soll.

91 European Commission, 2023

Komplexität und Umfang des Infrastrukturausbaus

Die direkte Unterseeeverbindung zwischen Finnland-Schweden und Deutschland (*Baltic Sea Hydrogen Collector*) wird gegenüber der Überlandverbindung zwischen Finnland (mit Anbindung Schwedens durch die *Nordic Hydrogen Route – Bothnian Bay*) über das Baltikum und Polen nach Deutschland umsetzungsseitig insgesamt als weniger komplex bewertet. Aufgrund der direkten Verbindung zwischen den relevanten Exportländern und Deutschland besteht keine Kreuzung zusätzlicher Transitländer, was die Zahl der beteiligten Akteure (insbesondere nationale Regulierungsbehörden und Netzbetreiber) und damit den Koordinierungsaufwand reduziert.

Demgegenüber verläuft die Überlandroute zwischen Finnland-Schweden und Deutschland zunächst durch zahlreiche Transitstaaten im Baltikum und durch Polen. Damit entstehen auch Fragen hinsichtlich der Aufteilung von Kosten und Nutzen zwischen den beteiligten Staaten und Netzbetreibern, was sich insbesondere in der Höhe von Transitnetzentgelten und damit gegebenenfalls insgesamt höheren Transportkosten zeigt. Dies könnte die Wettbewerbsfähigkeit des über diese Route gelieferten Wasserstoffs schwächen.

Der *Baltic Sea Hydrogen Collector* hat daher daneben auch einen im Vergleich stärkeren Business Case mit klarer Wertschöpfungskette (Abnahme und Produktion) und direkter Pipelineinfrastruktur zwischen Exportregion und Deutschland. Zudem wird er von finanzstarken Akteuren vorangetrieben (schwedischer und finnischer FNB sowie Copenhagen

Gesamtbewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit der Pipelineinfrastruktur in den Jahren 2030 und 2035 (Korridor D)

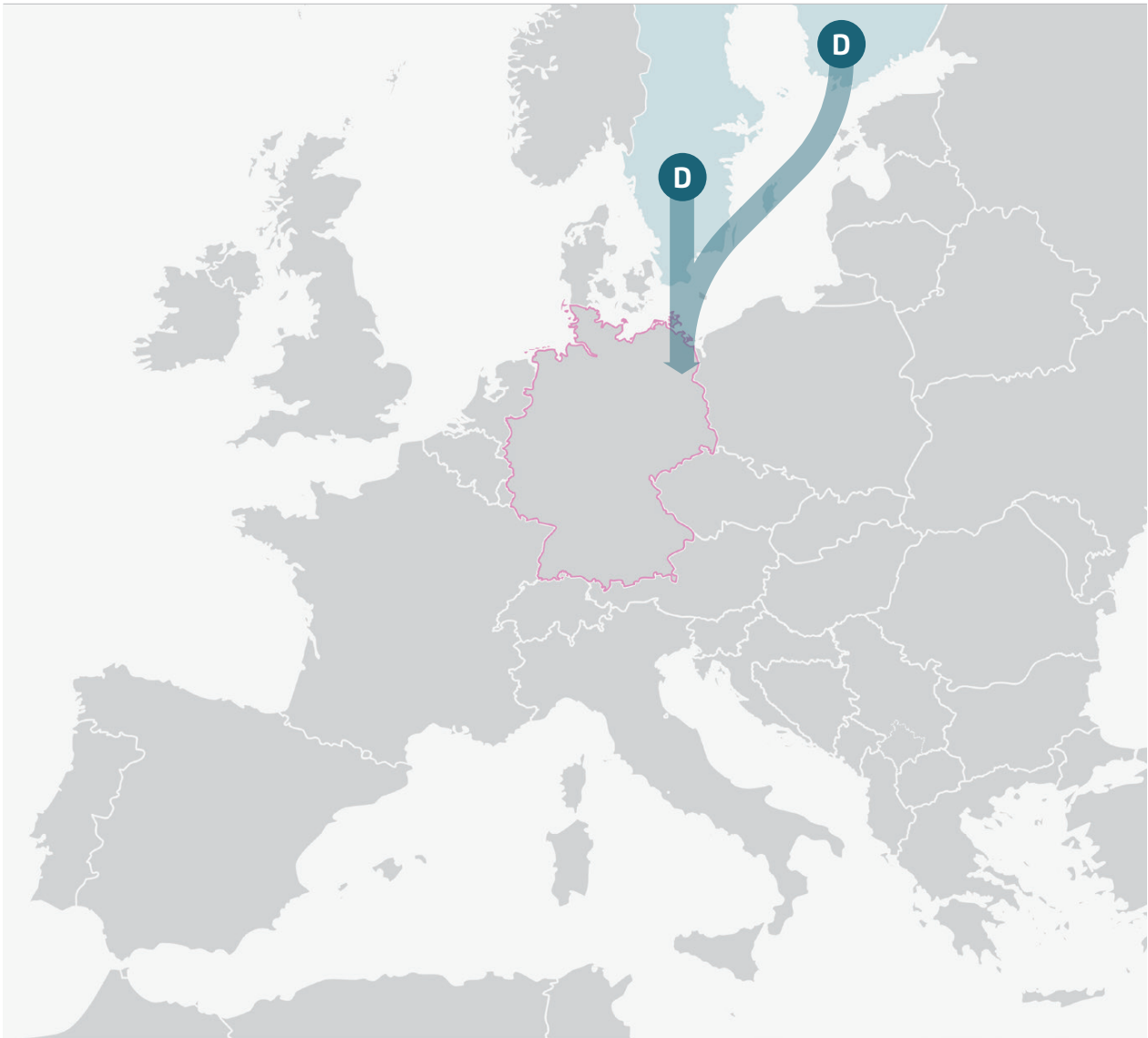
→ Tabelle 14

Exportland	Erwartete Umsetzung der Pipelineinfrastruktur		
	2030	2035	
		Fortgesetzte Anstrengung	Ausweitung und Vertiefung
Finnland	Nein	Ja	Ja
Schweden	Nein	Ja	Ja

Guidehouse (2024)

Korridor D: Nordische und baltische Regionen

→ Abb. 17

**Unterstützende Faktoren**

- Keine Transitländer, damit direkte Verbindung zwischen Produktion und Abnahme in Deutschland, was den Koordinierungsaufwand reduziert
- Große Unterstützung finanzstarker Stakeholder entlang der Wertschöpfungskette
- Alle Korridorsteile haben einen PCI-Status
- Bestehende Finanzierungsinstrumente und ambitionierte politische Flankierung des Wasserstoffmarkthochlaufs in allen Exportländern des Korridors
- Hohe Wettbewerbsfähigkeit der Wasserstoffproduktion in allen Exportländern im Korridor

Herausforderungen

- Technische Komplexität der Umsetzung neuer Unterseepipelines zwischen Schweden – Finnland – Deutschland
- Signifikante Neubauanteile im Korridor
- Frühes Projektstadium der Leitungsprojekte
- Fokus Schwedens und Finnlands auf den Export von weiterverarbeiteten Industrieprodukten (z.B. grüner Stahl)

Handlungsempfehlungen (korridorspezifisch)

- Zentrale Importverbindungen aus Schweden und Finnland politisch unterstützen, um Importe bereits ab 2030 zu realisieren
- Deutschen Bedarf an Wasserstoffimporten neben weiterverarbeiteten Produkten aus den Exportländern Finnland und Schweden deutlich signalisieren

Agora Energiewende und Guidehouse (2024). Anmerkung: Schematische Darstellung der Korridorverläufe.

Infrastructure Partners und OX2 AB als Investoren) und von der schwedischen und der deutschen Regierung politisch unterstützt.

Im Korridor muss ein Großteil der Pipelineinfrastruktur neugebaut werden, unter anderem Abschnitte in Finnland und Schweden, die direkte Unterseeverbindung zwischen Schweden und Finnland nach Deutschland sowie erhebliche Teile auf der alternativen Transitroute über das Baltikum nach Deutschland.⁹² Größere Umrüstungsanteile sind nur in Polen zu erwarten. Für die (direkte) Unterseeverbindung nach Deutschland ist der 1.250 km lange *Baltic Sea Hydrogen Collector* als Neubau geplant, was im Vergleich zu einer Überlandverbindung mit höheren Investitionskosten und Bauzeiten verbunden ist. Allerdings ist seine Fertigstellung offiziell bis 2030 geplant. Hier sei auch darauf hingewiesen, dass zur Realisierung von Exporten nach Deutschland sowohl in der Überland- als auch der Unterseevariante die internen Wasserstoffinfrastrukturen in Schweden und Finnland zur Anbindung von Erzeugungsprojekten (Neubau) ebenfalls fertiggestellt sein müssen.

Projektstatus der relevanten Korridorteile

Alle Projektteile sind in erst in einem frühen Projektstadium (pre-feasibility). Eine Entscheidung, welche der Varianten (*Nordic-Baltic Hydrogen Corridor* oder *Baltic Sea Hydrogen Collector*) prioritär wird oder ob beide Leitungsabschnitte parallel vorangetrieben werden, steht noch aus. In diesem Kontext wurde ein sogenannter *Open-Season*-Prozess gestartet, um konkrete Bedarfe und Routenverläufe

zu bestimmen. Eine Bewerbung um Fördermittel aus der *Connecting Europe Facility* (CEF Energy) ist geplant.

2.2.4.2 Umsetzungswahrscheinlichkeit der Erzeugungsprojekte in Exportländern

Sowohl in Schweden als auch in Finnland ist von einer hohen Umsetzungswahrscheinlichkeit der Erzeugungsprojekte auszugehen. Tabelle 15 fasst die Bewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit der Erzeugungsprojekte im Korridor D zusammen.

Wettbewerbsfähigkeit der Wasserstoffproduktion und allgemeines Investitionsklima

Erzeugungsprojekte in Finnland und Schweden profitieren von niedrigen Finanzierungskosten (WACC von 7–8 Prozent) sowie mittleren geographischen Bedingungen für die grüne Wasserstoffproduktion. Daraus ergeben sich für beide Länder LCOH im niedrigeren Bereich. Dies führt für beide Exportländer zu einer im Ländervergleich hohen Wettbewerbsfähigkeit der grünen Wasserstoffproduktion.

Zudem befinden sich sowohl Schweden als auch Finnland im oberen Drittel des *Ease of Doing Business*-Rankings (Platz 20 (Finnland), Platz 10 (Schweden) von 190 Ländern) und weisen damit ein insgesamt gutes Investitionsklima aus.

92 EHB, 2024

Gesamtbewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit der Erzeugungsprojekte (Korridor D)

→ Tabelle 15

Exportland	Umsetzungswahrscheinlichkeit der Erzeugungsprojekte
Finnland	Hoch
Schweden	Hoch

Guidehouse (2024)

Fachkenntnisse und -kräfte zur Umsetzung der Erzeugungskapazitäten

Finnland und Schweden weisen einen insgesamt hohen Grad an Fachkenntnissen und -kräften zur Umsetzung von Wasserstoffproduktionskapazitäten auf. Beide Länder weisen jeweils einen vergleichsweise hohen Erneuerbare-Energien-Anteil an der Stromproduktion auf (53 Prozent in Finnland und 67 Prozent in Schweden im Jahr 2021). Daneben haben beide Länder gute Rahmenbedingungen für die Wasserstoffproduktion gemäß *Green Complexity Index*-Ranking (2019) (Finnland: Platz 19 von 110 Ländern; Schweden: Platz 12 von 110 Ländern).

Flankierung durch nationalen Förderrahmen für Wasserstofferzeugungsprojekte

Das Regierungsprogramm der finnischen Regierung „A Strong and Committed Finland“ (June 2023)⁹³ enthält ambitionierte Ziele. Beispielsweise sollen 10 Prozent der europäischen grünen Wasserstoffproduktion in Finnland entstehen.⁹⁴ Die Regierung möchte dabei Investitionen in die verarbeitende Industrie und Exporten mit hoher Wertschöpfung Vorrang einräumen, anstatt jährlich große Mengen Strom oder unverarbeiteten Wasserstoff zu exportieren.

Die Wasserstoffstrategie ist Teil des nationalen Klima- und Energieplans und legt einen Fokus auf die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff mit Windressourcen. Zudem hat sich Finnland ein Dekarbonisierungsziel bis 2035 gesetzt. Die finnische Industrie hat im Kontext der *Clean Hydrogen Economy Strategy*⁹⁵ starke Unterstützung für den Wasserstoffmarkthochlauf im Land signalisiert und möchte Finnland als führende Nation im Bereich Wasserstoff etablieren.

Die schwedische Wasserstoffstrategie (2021⁹⁶) enthält das Ziel Elektrolyseurkapazitäten von 5 Gigawatt bis 2030 und von 15 Gigawatt bis 2045 aufzubauen.

Daneben bekennt sich die Strategie zur Exportorientierung, allerdings wird dem Export neuer Industrieprodukte wie grünem (wasserstoffbasiertem) Stahl oder Wasserstofftechnologien Priorität gegenüber dem direkten Export von Wasserstoff eingeräumt. Beispielsweise sollen im Rahmen des *H₂-Green-Steel*-Projekts⁹⁷ in Nordschweden mit einer Elektrolysekapazität von 800 Megawatt bis 2026 2,6 Millionen Tonnen und ab 2030 5 Millionen Tonnen grüner Stahl hergestellt werden. Daneben hat sich Schweden ein Dekarbonisierungsziel bis 2045 gesetzt.

2.2.4.3 Plausible Importmengen nach Deutschland

Insgesamt zeigt sich, dass Wasserstoffimporte aus Finnland und Schweden nach Deutschland erst für das Jahr 2035 zu erwarten sind. Bei beiden Ländern spielt der in den 2030er Jahren steigende Eigenverbrauch sowie der Wasserstoffimportbedarf Polens eine wesentliche Rolle. Tabelle 16 fasst die aus der Analyse resultierenden plausiblen Importmengen nach Deutschland in den Jahren 2030 und 2035 für den Korridor D zusammen.

93 Finnish Government, 2023

94 Ministry of Economic Affairs and Employment, Finnish Government, 2023

95 Hydrogen Cluster Finland, 2023

96 Fossil Free Sweden, 2021

97 H₂ green steel, 2024

Plausible Importmengen (in Terawattstunden) nach Deutschland in den Jahren 2030 und 2035 (Korridor D)¹ → Tabelle 16

Exportland/ Importland	Einspeisung und Auspeisung (TWh)		
	2030	2035	
		Fortgesetzte Anstrengung	Ausweitung und Vertiefung
Finnland	0	14	16
Schweden	0	6	6
Polen	-4	-8	
Plausible Importmengen (TWh) ²	0	12	14

Guidehouse (2024)

1 Summen können aufgrund von Rundungen von den addierten Einzelwerten abweichen.

2 Bei negativen Summen werden keine plausiblen Importmengen für Deutschland aus dem Korridor angenommen.

2.2.5 Korridor E: Ost- und Südosteuropa

2.2.5.1 Umsetzungswahrscheinlichkeit der Pipelineinfrastruktur

Für das Jahr 2030 ist die Realisierung der Importrouten sowohl von Griechenland als auch von der Ukraine weniger wahrscheinlich. Für das Jahr 2035 wird die Anbindung dieser beiden Länder lediglich im Szenario *Ausweitung und Vertiefung* zugrunde gelegt. Tabelle 17 fasst die Bewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit der Importrouten im Korridor E in den Jahren 2030 und 2035 zusammen.

Tabelle 17. Gesamtbewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit der Pipelineinfrastruktur in den Jahren 2030 und 2035 (Korridor E)

Politische Flankierung

Einige Leitungsteile des Korridors haben den Status als PCI.⁹⁸ Dies betrifft den generischen Korridor zwischen der Ukraine, der Slowakei, Tschechien, Österreich und Deutschland (Projektname: *Central European Hydrogen Corridor*, CEHC) sowie den Interkonnektor Bulgarien-Griechenland mit der internen Wasserstoffinfrastruktur in Griechenland zur bulgarischen Grenze und in Bulgarien zur griechischen Grenze. Die Leitungsteile in Rumänien und Ungarn gemeinsam mit den Interkonnektoren zwischen der Slowakei und Ungarn, Ungarn und Rumänien sowie Rumänien und Bulgarien besitzen derzeit keinen

PCI-Status, sind aber bereits in der Projektentwicklung. Daneben werden Leitungsabschnitte in der Slowakei (500 Kilometer) sowie Pipelines mit einer Länge von etwa 2.000 Kilometern in Deutschland aus nationalen Mitteln im Rahmen des kürzlich beihilferechtlich von der Europäischen Kommission genehmigten IPCEI *HyInfra* (siehe Box 7) gefördert.

Komplexität und Umfang des Infrastrukturausbaus

Die Pipelines durch Rumänien, Tschechien und Österreich können zu größeren Teilen umgerüstet werden. Beispielsweise sind 90 Prozent des Central European Hydrogen Corridor zwischen der Ukraine, der Slowakei und Tschechien nach Deutschland (1225 Kilometer) sowie 90 bis 100 Prozent des Interkonnektors zwischen Tschechien und Deutschland (*Czech-German Hydrogen Interconnector*, CGHI)⁹⁹ umrüstbar. Die Infrastruktur in Tschechien ist vollständig umrüstbar. Allerdings ergibt sich für die bestehende Pipelineinfrastruktur des Korridors aufgrund ihres Alters zum Teil erheblicher zusätzlicher Modernisierungsaufwand bei der Umrüstung.

Daneben müssen aber auch größere Teile der Leitungen im Korridor E neugebaut werden. Dies betrifft beispielsweise einen Großteil der geplanten Infrastruktur in Griechenland wie das mindestens 540 Kilometer lange *Dedicated Hydrogen Pipeline*-Projekt zum Wasserstofftransport aus den potenziellen Produktionszentren in Südgriechenland nach Ostgriechenland und weiter zum Interkonnektor mit

98 European Commission, 2023

99 EHB, 2023

Gesamtbewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit der Pipelineinfrastruktur in den Jahren 2030 und 2035 (Korridor E)

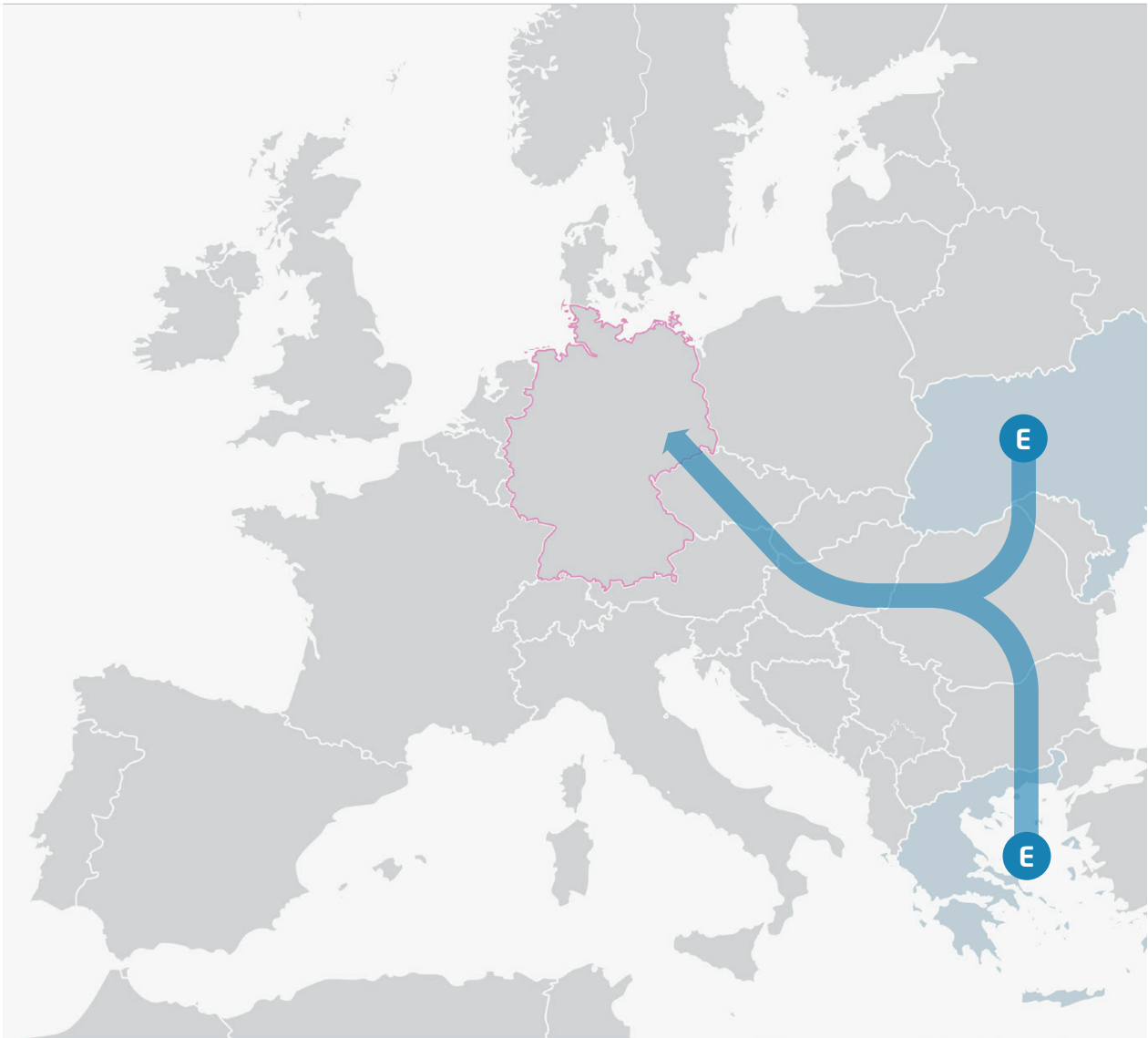
→ Tabelle 17

Exportland	Erwartete Umsetzung der Pipelineinfrastruktur		
	2030	2035	
		Fortgesetzte Anstrengung	Ausweitung und Vertiefung
Griechenland	Nein	Nein	Ja
Ukraine	Nein	Nein	Ja

Guidehouse (2024)

Korridor E: Ost- und Südosteuropa

→ Abb. 18

**Unterstützende Faktoren**

- Starke politische und finanzielle Unterstützung Deutschlands und der EU hinsichtlich (zukünftiger) Wiederaufbaumaßnahmen (siehe auch Energiepartnerschaft)
- Anteilig bestehen hohe Umrüstungsanteile (z. B. CZE, SVN)

Herausforderungen

- Insgesamt geringe Exportpotenziale im Korridor bis 2035
- Hohe Anzahl an Transitländern erhöht Koordinierungsaufwand und Umsetzungskomplexität
- Ungewisser Ausgang des Krieges in der Ukraine und Zustand der bestehenden Pipelineinfrastruktur
- Fehlende Politik- und Finanzierungsinstrumente zur Flankierung des Wasserstoffmarkthochlaufs in den Exportländern
- Nur Teile des Korridors haben den Status als PCI
- Fossile Ressourcen dominieren die Energieversorgung der Staaten
- In Teilen des Korridors bestehen signifikante Neubauanteile (z. B. Griechenland, Bulgarien)
- Frühes Projektstadium der Leitungsprojekte

Handlungsempfehlungen (korridorspezifisch)

Aufgrund kurzfristig geringer plausibler Exportpotenziale liegt der Fokus der Maßnahmen vor allem auf der Zeit nach 2030.

- Ukraine politisch und finanziell beim Wiederaufbau unterstützen und dabei Maßnahmen zur Förderung des Wasserstoffmarkthochlaufs als politische Chance mitdenken (beispielsweise im Kontext von Investitionskostenzuschüssen durch EU oder Deutschland, Finanzierungsinstrumente für Erzeugungsprojekte durch EIB oder KfW)
- Bilaterales Wasserstoffabkommen mit der Ukraine ambitioniert fortsetzen mit Fokus auf konkreten Implementierungsschritten zur möglichst frühzeitigen Realisierung von Wasserstoffexporten
- Den etwaigen Antrag auf PCI-Status für Korridorteile politisch unterstützen, die diesen Status bisher nicht besitzen, um Zugang zu EU-Mitteln zu ermöglichen
- Den Aufbau von Zertifizierungssystemen für erneuerbaren (und emissionsarmen) Wasserstoff basierend auf den Nachhaltigkeitsstandards der EU in der Ukraine unterstützen

Agora Energiewende und Guidehouse (2024). Anmerkung: Schematische Darstellung der Korridorverläufe.

Bulgarien. Geplant ist hier eine parallele Leitung zur bereits bestehenden Gaspipeline, deren Fertigstellung bereits für das Jahr 2029 angekündigt ist.¹⁰⁰ Zur Erschließung von Exporten aus Griechenland nach Deutschland müssten daneben allerdings auch alle nachgelagerten Leitungsteile (insbesondere in Bulgarien, Rumänien und Ungarn) fertiggestellt sein.

Signifikante Neubauanteile ergeben sich auch für die interne Infrastruktur in Bulgarien sowie die Anbindung an die Ukraine. Eine Anbindung des Korridors an die Ukraine ist kriegsbedingt voraussichtlich frühestens ab 2035 realistisch. In der Ukraine selbst besteht zwar ein dichtes Erdgasnetz, allerdings ist insbesondere aufgrund seines Alters und Zustands davon auszugehen, dass eine Umrüstung der bestehenden Infrastruktur für den Wasserstofftransport voraussichtlich nicht möglich sein wird, wodurch ein erheblicher Neubaubedarf entstünde.¹⁰¹ Zudem existiert in einigen der Regionen in der Ostukraine mit den höchsten Produktionspotenzialen überhaupt keine Pipelineinfrastruktur.¹⁰²

Bei der Gesamtscheinschätzung des Korridors sollte zudem berücksichtigt werden, dass die Energieversorgung der beteiligten Staaten zum größten Teil noch stark von fossilen Energien dominiert ist. Neben der technischen Umrüstbarkeit ergeben sich damit gegebenenfalls Umrüstungskonflikte, die Realisierungsrisiken verstärken. Zudem verläuft der Korridor für alle potenziellen Exportländer (Griechenland,

Ukraine) durch zahlreiche Transitländer, was die Koordinierungsherausforderungen zur Realisierung von Exporten erhöht.

Projektstatus der relevanten Korridorteile

Alle Projekte im Korridor sind in einem frühen Projektstadium (*pre-feasibility* bzw. *feasibility* für die Anbindung Griechenland-Bulgarien). Diese Tatsache relativiert die Ankündigung der Betreiber, wonach eine Fertigstellung der Leitungen bis 2030 erfolgen soll.¹⁰³ Daneben wäre denkbar, dass Leitungsprojekte in Korridor E zum Teil unmittelbar an Initiativen des benachbarten Korridors A anknüpfen, beispielsweise das *H₂ Backbone WAG + Penta West*-Projekt in Österreich sowie das *HyPipe Bavaria*-Projekt in Deutschland.

2.2.5.2 Umsetzungswahrscheinlichkeit der Erzeugungsprojekte in Exportländern

Insbesondere aufgrund der aktuellen Kriegssituation ist die Umsetzung von signifikanten Erzeugungsprojekten in der Ukraine kurz- bis mittelfristig eher unrealistisch. Wahrscheinlicher ist die Realisierung der Projekte dagegen in Griechenland. Tabelle 18 fasst die Bewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit der Erzeugungsprojekte im Korridor E zusammen.

100 EHB, 2023
 101 Sukurova, et al., 2023
 102 Sukurova, et al., 2023

103 EHB, 2023

Gesamtbewertung der Umsetzungswahrscheinlichkeit der Erzeugungsprojekte (Korridor D)

→ Tabelle 18

Exportland	Umsetzungswahrscheinlichkeit der Erzeugungsprojekte
Griechenland	Mittel
Ukraine	Niedrig

Guidehouse (2024)

Wettbewerbsfähigkeit der Wasserstoffproduktion und allgemeines Investitionsklima

Die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserstoffproduktion in Griechenland und der Ukraine ist im Ländervergleich gering. Beide Länder besitzen hohe Finanzierungskosten (WACC von 13 Prozent für Griechenland und 16 Prozent für die Ukraine) bei gleichzeitig mittleren geographischen Bedingungen für die grüne Wasserstoffproduktion. Daraus ergeben sich für beide Länder LCOH im höheren Bereich.

Beide Länder haben ein mittleres *Ease of Doing Business*-Ranking (Platz 79 für Griechenland, Platz 64 für die Ukraine¹⁰⁴, je von 190 Ländern). Während Griechenland damit ein mittleres Investitionsklima aufweist, wird für die Ukraine aufgrund des Krieges derzeit ein niedriges Investitionsklima angenommen. Zudem liegen etwa 30 Prozent des Erneuerbare-Energien-Potenzials der Ukraine in derzeit von Russland besetzten Gebieten.¹⁰⁵

Fachkenntnisse und -kräfte zur Umsetzung der Erzeugungskapazitäten

Griechenland weist einen mittleren Grad an Fachkenntnissen und -kräften zur Umsetzung von Wasserstoffproduktionskapazitäten auf. Das Land hat einen mittelhohen Erneuerbare-Energien-Anteil an der Stromproduktion (41 Prozent im Jahr 2021) sowie mittelgute Rahmenbedingungen für die Wasserstoffproduktion gemäß *Green Complexity Index* (Platz 45 von 110 Ländern). Demgegenüber weist die Ukraine insgesamt eine niedrige Bewertung im Bereich Fachkenntnisse und -kräfte zur Umsetzung von Wasserstoffproduktionskapazitäten auf (Erneuerbare-Energien-Anteil an der Stromproduktion von 11 Prozent).

Flankierung durch nationalen Förderrahmen für Wasserstofferzeugungsprojekte

Griechenland hat sich in seinem integrierten nationalen Energie- und Klimaplan (Entwurf; kurz NECP 2021–2030¹⁰⁶) das Ziel gesetzt, die Elektrolysekapazität des Landes auf 1,7 Gigawatt bis 2030 und auf 30,6 Gigawatt bis 2050 zu erhöhen und dafür 3 Gigawatt an zusätzlicher Erneuerbare-Energien-Kapazität bis 2030 zuzubauen. Der Verbrauch wird hauptsächlich im Verkehrssektor erwartet (70 Prozent des Gesamtverbrauchs im Jahr 2050) gefolgt vom Industriesektor. Derzeit liegt keine nationale Wasserstoffstrategie vor.¹⁰⁷ Umgesetzte Maßnahmen zur Förderung der Produktion von erneuerbarem Wasserstoff in Griechenland sind nicht bekannt. Der NECP-Entwurf sieht allerdings die Einführung gezielter Förderinstrumente vor. Genannt werden eine Investitionsförderung für Pilotprojekte sowie eine Betriebsförderung für den Aufbau von Elektrolyseprojekten zur Erreichung der Ziele bis 2030.

Vor der russischen Invasion hatte sich die Ukraine in ihrer nationalen Wasserstoffstrategie (Entwurf, 2021)¹⁰⁸ zum Ziel gesetzt, bis 2030 eine Produktionskapazität für erneuerbaren Wasserstoff von bis zu 15 Gigawatt aufzubauen, wobei 10 Gigawatt davon für den Export in die Europäische Union bestimmt waren und der Rest im Inland verbraucht werden sollte.¹⁰⁹ Im Rahmen der Partnerschaft sind zudem Investitionen in den Wasserstoffmarkthochlauf der Ukraine entlang der Wertschöpfungskette in Höhe von 20 Milliarden Euro vorgesehen.¹¹⁰

Ob der politischen Flankierung des Wasserstoffmarkthochlaufs mittelfristig (d. h. bis 2035) ausreichend Priorität eingeräumt werden kann, ist aufgrund der aktuellen Situation allerdings fraglich und hängt maßgeblich vom Verlauf des Kriegs sowie der Bereitschaft internationaler finanzieller Unterstützung insbesondere im Kontext der

104 Allerdings bezieht sich dieses Ranking auf vor den Ukraine-Krieg (2019).

105 Fraunhofer ISI, 2022

106 Ministry of Environment and Energy, Hellenic Republic, 2023

107 Aposporis, 2023

108 Institut für Erneuerbare Energien, 2021

109 Sukurova, et al., 2023

110 Sukurova, et al., 2023



Box 8: Ukraine

Die großen Wasserstoffproduktionspotenziale der Ukraine von etwa 12 Terawattstunden im Jahr 2030 und 24 Terawattstunden bis 2035 können eine Grundlage für die Wiederaufbaumühungen und die wirtschaftliche Entwicklung einer freien Ukraine nach Beendigung des Krieges sein. Neben den Einnahmen aus dem Export von Wasserstoff und seinen Derivaten wären damit auch lokale Beschäftigungseffekte, der Transfer von Wissen sowie positive Entwicklungen im Sinne einer Modernisierung und Dekarbonisierung der Wirtschaft verbunden. Aufgrund des fortdauernden Kriegs in der Ukraine sind die Anbindung des Landes und der Hochlauf von Erzeugungskapazitäten jedoch mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Eine Pipelineverbindung nach Deutschland bzw. Zentraleuropa wird in dieser Studie für 2035 nur in einem Szenario mit zusätzlichen Maßnahmen erwartet.

Zugleich bietet die engere Zusammenarbeit mit der Ukraine der EU und Deutschland die Chance, geopolitische und energiepolitische Ziele zu verschränken. Die Ukraine kann nach Beendigung des Krieges ein verlässlicher Partner in der Energiezusammenarbeit werden und im Besonderen als Exporteur erhebliche Wasserstoffmengen nach Zentraleuropa und Deutschland liefern. Die Ukraine würde so zur Diversifizierung der europäischen Wasserstoffimporte beitragen.

Ein verstärktes deutsches und europäisches Engagement in der Ukraine im Bereich Energie und Wasserstoff bietet daher großes strategisches Potenzial. Bestehende Initiativen wie die gemeinsame Absichtserklärung für eine strategische Partnerschaft im Bereich Biomethan, Wasserstoff und anderer synthetischer Gase zwischen der Ukraine und der EU, sowie die deutsch-ukrainische Energiepartnerschaft sollten ambitioniert fortgeführt und im Sinne konkreter Implementierungsschritte verstetigt werden. Der Aufbau von Wasserstofferzeugungskapazitäten, inklusive der benötigten erneuerbaren Energien und die möglichst rasche Etablierung der benötigten Pipelineinfrastruktur sollten zudem zentrale Bestandteile eines etwaigen Wiederaufbauprogramms für die Ukraine werden. Zudem können Deutschland und die EU die Ukraine bei der Etablierung des regulatorischen Rahmens und von anschlussfähigen Zertifizierungssystemen für grünen Wasserstoff sowie durch die Bereitstellung von Förder- und Finanzierungsinstrumenten für Erzeugungs- und (grenzüberschreitende) Infrastrukturprojekte unterstützen. Dies könnte beispielsweise im Rahmen von Investitionsgarantien zur Absicherung von Investitionsrisiken und Investitionskostenzuschüssen zur Reduktion von Förderlücken bei der grünen Wasserstoffproduktion erfolgen.

Wiederaufbaumühungen ab (siehe Box 6). Im Februar 2023 unterzeichneten die Ukraine und die Europäische Union eine gemeinsame Absichtserklärung für eine strategische Partnerschaft im Bereich Biomethan, Wasserstoff und anderer synthetischer Gase.¹¹¹ Daneben existiert seit 2020 die deutsch-ukrainische Energiepartnerschaft, die im April 2023 im Rahmen einer angepassten gemeinsamen Erklärung erneuert und erweitert wurde.¹¹²

2.2.5.3 Plausible Importmengen nach Deutschland

Insgesamt zeigt sich, dass Wasserstoffimporte aus den Ländern Griechenland und Ukraine vor 2035 nicht zu erwarten sind. Auch ab 2035 sind Importe nur dann anzunehmen, wenn über den aktuellen Policy-Kurs hinaus zusätzliche Maßnahmen sowohl infrastruktur- als auch nachfrageseitig ergriffen werden. Aufgrund der vergleichsweise großen Anzahl von Transitländern im Korridor werden die möglichen Potenziale aber auch in einem optimistischeren Szenario fast vollständig in den vorgelagerten Importländern verbraucht und stehen deshalb

¹¹¹ European Union, Ukraine, 2023

¹¹² German - Ukrainian Energy Partnership, 2023

Plausible Importmengen (in Terawattstunden) nach Deutschland in den Jahren 2030 und 2035 (Korridor E)¹

→ Tabelle 19

Exportland/ Importland	Einspeisung und Auspeisung (TWh)		
	2030	2035	
		Fortgesetzte Anstrengung	Ausweitung und Vertiefung
Griechenland	0	0	5
Ukraine	0	0	7
Rumänien	-2	-1	
Bulgarien	-1	-1	
Ungarn	-1	-1	
Slowenien	0	0	
Kroatien	-1	-1	
Slowakei	-1	-2	
Tschechien	-1	-2	
Österreich	-1	-3	
Plausible Importmengen (TWh)²	0	0	2

Guidehouse (2024)

1 Summen können aufgrund von Rundungen von den addierten Einzelwerten abweichen.

2 Bei negativen Summen werden keine plausiblen Importmengen für Deutschland aus dem Korridor angenommen.

nicht für den Import durch Deutschland zur Verfügung. Tabelle 19 fasst die aus der Analyse resultierenden plausiblen Importmengen nach Deutschland in den Jahren 2030 und 2035 für den Korridor E zusammen.

3 Korridorspezifische Handlungsempfehlungen

Die Ergebnisse dieser Studie deuten darauf hin, dass Deutschland in erheblichem Umfang erneuerbaren Wasserstoff über Pipelines importieren kann. Zugleich wird deutlich, dass der Umfang der zu erwartenden Importmengen wesentlich von den getroffenen politischen Maßnahmen abhängt. In Kapitel 1 wurden bereits die wesentlichen horizontalen Handlungsempfehlungen vorgestellt, die auf die Sicherung der Wasserstoffnachfrage und die Finanzierung der Pipelineinfrastruktur zielen.

Ergänzend folgen hier zusätzliche korridorübergreifende sowie korridorspezifische Handlungsempfehlungen, die dazu beitragen können, ausreichende Importmengen möglichst frühzeitig sicherzustellen:

1. Auf EU-Ebene sollten ausreichende **finanzielle Fördermittel für grenzüberschreitende Infrastrukturprojekte** bereitgestellt werden, insbesondere im Kontext der CEF-Energy. Die deutsche Regierung sollte etwaige Bewerbungen zentraler Infrastrukturprojekte um den Status als PCI beziehungsweise PMI (sofern noch nicht vorhanden) unterstützen, um eine europäische Förderung dieser Projekte zu ermöglichen.
2. Deutschland sollte sich dafür einsetzen, **multilaterale Formate zur Koordinierung** zwischen zentralen Stakeholdern entlang der Wertschöpfungskette (Netzbetreiber, Produzenten und Abnehmern), Regierungsvertretern der Korridorländer sowie der EU im Rahmen von Korridor-Konferenzen zu stärken.
3. **Planungs- und Genehmigungsprozesse** für den Aufbau der nötigen Pipelineinfrastruktur sowie der Erzeugungskapazitäten sollten wo möglich vereinfacht und verkürzt werden.
4. Eine **integrierte Planung entlang der Wertschöpfungskette** ist für den erfolgreichen Hochlauf der Importkorridore essenziell. Investitionsentscheidungen verschiedener Stakeholder entlang der Wertschöpfungskette sind voneinander abhängig: Beispielsweise benötigen Erzeuger zum Teil lange vor der finalen Investitionsentscheidung

Abnahmezusagen der Nachfrager. Solche unterschiedlichen Planungszeithorizonte der Stakeholder können zu Verzögerungen bei Investitionsentscheidungen führen oder diese sogar verhindern. Multilaterale Verträge und Absprachen (z. B. durch konditionale Abnahmeverträge mit Strafkomponten bei Nichterfüllung) sowie staatliche Unterstützung sind daher zentral, um die verschiedenen Planungszeithorizonte zu synchronisieren.

Neben den hier beschriebenen korridorübergreifenden Handlungsempfehlungen wurden in Kapitel 2.2 spezifische Empfehlungen je Korridor formuliert. Die Empfehlungen deuten auf die Notwendigkeit weiterer detaillierter korridorspezifischer Analysen und Roadmaps zur Umsetzung der benötigten Pipelines und Erzeugungskapazitäten hin. Nachfolgend werden zentrale Handlungsempfehlungen zusammengefasst:

1. Nordafrikanische Exportländer:

- Die Bereitstellung europäischer Finanzierungsinstrumente, zum Beispiel durch Garantien der Europäischen Investitionsbank (EIB), für Erzeugungsprojekte sollte in Erwägung gezogen werden, um Finanzierungskosten und damit die Kosten der Wasserstoffproduktion zu reduzieren. Bei Bedarf sollten zusätzliche Investitionskostenzuschüsse bereitgestellt werden, um den Wasserstoffmarkthochlauf vor Ort zu beschleunigen.
- Bilaterale Energiepartnerschaften sollten ambitioniert fortgeführt und weiterentwickelt werden. Im Fokus sollten dabei der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft mit lokalen Beschäftigungseffekten, der Aufbau von Fachkenntnissen und qualifizierten Arbeitskräften sowie die Dekarbonisierung der lokalen Wirtschaft stehen.
- Der Aufbau von Zertifizierungssystemen für erneuerbaren (und emissionsarmen) Wasserstoff basierend auf den Nachhaltigkeitsstandards der EU sollte vor Ort in den nordafrikanischen Exportstaaten unterstützt werden.

2. Europäische Exportländer:

- Die für die Realisierung von Importen nach Deutschland zentralen Interkonnektoren und Importverbindungen (zum Beispiel zwischen Deutschland und Dänemark / Norwegen, zwischen Spanien und Frankreich, zwischen Portugal und Spanien) sollten politisch unterstützt werden, um möglichst frühzeitig Importe aus den entsprechenden Korridoren zu realisieren.
- Bilaterale Wasserstoffpartnerschaften mit Nicht-EU Staaten (z.B. Großbritannien, Norwegen) sollten ambitioniert fortgeführt und weiterentwickelt werden. Im Fokus stehen sollten die Realisierung einer frühzeitigen Etablierung der Importinfrastruktur, die Zusammenarbeit beim Aufbau der jeweiligen Wasserstoffwirtschaft sowie die Herstellung geeigneter Investitionsbedingungen.

3. Ukraine:

- Deutschland sollte die Ukraine politisch und finanziell bei Wiederaufbaumaßnahmen unterstützen und dabei Maßnahmen zur Förderung des Wasserstoffmarkthochlaufs als politische Chance mitdenken, beispielsweise im Kontext von Investitionskostenzuschüssen durch die EU oder Deutschland und Finanzierungsinstrumenten für Erzeugungsprojekte durch EIB oder die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW).
- Das bilaterale Wasserstoffabkommen mit der Ukraine sollte ambitioniert fortgesetzt werden. Der Fokus sollte auf konkreten Implementierungsschritten zur möglichst frühzeitigen Realisierung von Wasserstoffexporten liegen. In diesem Kontext sollte auch der Aufbau von Zertifizierungssystemen für erneuerbaren (und emissionsarmen) Wasserstoff basierend auf den Nachhaltigkeitsstandards der EU in der Ukraine unterstützt werden.

Anhang A: Methodik

A.1 Qualitative (relative) Bewertung (Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Wasserstoffproduktion)

Qualitative (relative) Bewertung
(Wettbewerbsfähigkeit der H₂-Produktion)

→ Tabelle 20

	Länder	Bewertung
1	Tunesien	Mittel
2	Algerien	Niedrig
3	Spanien	Mittel
4	Portugal	Mittel
5	Marokko	Mittel
6	Norwegen	Hoch
7	Dänemark	Hoch
8	Vereinigtes Königreich	Hoch
9	Finnland	Hoch
10	Schweden	Hoch
11	Griechenland	Niedrig
12	Ukraine	Niedrig

Guidehouse (2024)

A.2 Skala für die qualitative (relative) Bewertung (Erneuerbare-Energien-Anteil)

Skala für die qualitative (relative) Bewertung (EE-Anteil)

→ Tabelle 21

	Länder	EE-Anteil	Bewertung
1	Tunesien	2,90 %	Niedrig
2	Algerien	0,90 %	Niedrig
3	Spanien	45,80 %	Mittel
4	Portugal	61,90 %	Hoch
5	Marokko	18,90 %	Niedrig
6	Norwegen	98,80 %	Hoch
7	Dänemark	79,00 %	Hoch
8	Vereinigtes Königreich	39,80 %	Mittel
9	Finnland	52,90 %	Mittel
10	Schweden	67,40 %	Hoch
11	Griechenland	40,50 %	Mittel
12	Ukraine	11,40 %	Niedrig

Guidehouse (2024)

Anhang B: Detaillierte Ergebnisse

B.1 Produktions- und Exportpotenzial in den analysierten Exportländern

Produktionspotenzial nach Exportländern (TWh)

→ Tabelle 22

Land	2030		2035
	IEA	Ø Techno-ökonomische Szenarien	Ø Techno-ökonomische Szenarien
Algerien*	–	9,2	20,3
Dänemark	9,1	36,8	53,4
Finnland	2,8	30,8	38,0
Griechenland	1,8	6,2	16,9
Marokko	0,1	0,5	5,1
Norwegen	0,5	10,3	19,9
Portugal	1,3	8,4	18,1
Schweden	6,5	32,0	44,7
Spanien	14,9	38,4	77,7
Tunesien*	–	29,2	40,5
Vereinigtes Königreich	6,4	10,5	33,2
Ukraine	0,0	11,8	24,3

Guidehouse (2024)

*In IEA-Datenbank nicht enthalten

Exportpotenzial der untersuchten Exportländer (TWh)

→ Tabelle 23

Land	2030	2035
	Ø Techno-ökonomische Szenarien	Ø Techno-ökonomische Szenarien
Algerien	9,2	20,3
Dänemark	23,1	34,0
Finnland	17,4	17,5
Griechenland	2,2	8,3
Marokko	0,5	5,1
Norwegen	10,0	18,9
Portugal	5,9	12,0
Schweden	6,1	7,1
Spanien	13,5	23,0
Tunesien	29,2	40,5
Vereinigtes Königreich	7,8	5,9
Ukraine	11,8	24,3

Guidehouse (2024)

Berechnete Kapazitätsfaktoren für die dedizierte Wasserstoffproduktion nach Exportland

→ Tabelle 24

Exportland	Kapazitätsfaktor
Tunesien	53 %
Marokko	49 %
Algerien	50 %
Spanien	47 %
Portugal	50 %
Griechenland	49 %
Ukraine	47 %
UK	47 %
Norwegen	52 %
Finnland	53 %
Schweden	50 %
Dänemark	53 %

Guidehouse (2024)

B.2 Importbedarfe weiterer Länder in den analysierten Korridoren

Importbedarfe von Transitländern und Anrainerstaaten (TWh)

→ Tabelle 25

Land	2030	2035
	Ø Techno-ökonomische Szenarien	Ø Techno-ökonomische Szenarien
Bulgarien	-1,8	-2,9
Rumänien	-5,1	-3,1
Italien	-10,3	-20,8
Österreich	-3,1	-9,4
Niederlande	-19,2	-25,2
Belgien	-9,2	-19,1
Luxemburg	-1,7	-2,5
Estland	2,1	3,4
Lettland	-0,2	1,9
Litauen	-2,6	-5,1
Ungarn	-2,3	-3,7
Slowakei	-3,4	-6,0
Tschechien	-3,1	-7,4
Slowenien	-0,8	0,1
Kroatien	-2,1	-2,8
Polen	-12,8	-23,2

Guidehouse (2024)

B.3 Wasserstoffkosten in den analysierten Exportländern

→ Tabelle 26

Wasserstoffproduktionskosten je Land in 2030

	Tunesien	Marokko	Algerien	Spanien	Portugal	Griechenland	Ukraine	Vereinigtes Königreich	Norwegen	Finnland	Schweden	Dänemark
CAPEX Elektrolyseur	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel
CAPEX Erneuerbare	Niedrig	Mittel	Niedrig	Mittel	Mittel	Mittel	Hoch	Mittel	Mittel	Hoch	Hoch	Mittel
OPEX Elektrolyseur	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel
OPEX Erneuerbare	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Hoch	Hoch	Mittel
Finanzierungskosten	Hoch	Mittel	Hoch	Mittel	Mittel	Hoch	Hoch	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Niedrig
On-site Speicher	Hoch	Mittel	Niedrig	Hoch	Mittel	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch
Summe	Mittel	Mittel	Hoch	Mittel	Mittel	Hoch	Hoch	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Niedrig

Guidehouse (2024). Anmerkung: Zur qualitativen Bewertung wurden folgende Bandbreiten angelegt (niedrig / mittel / hoch; je in Euro/kg H₂): CAPEX Elektrolyseur < 0,3 / 0,3 - 0,7 / > 0,7. CAPEX Erneuerbare < 0,9 / 0,9 - 1,2 / > 1,2. OPEX Elektrolyseur < 0,3 / 0,3 - 0,5 / > 0,5. OPEX Erneuerbare < 0,5 / 0,5 - 0,8 / > 0,8. Finanzierungskosten < 1,8 / 1,8 - 2,9 / > 2,9. On-site Speicher < 0,3 / 0,3 - 0,4 / > 0,4. Summe 3,9 - 6,0 / 4,3 - 6,7 / 5,3 - 9,3.

→ Tabelle 27

Wasserstoffproduktionskosten je Land in 2035

	Tunesien	Marokko	Algerien	Spanien	Portugal	Griechenland	Ukraine	Vereinigtes Königreich	Norwegen	Finnland	Schweden	Dänemark
CAPEX Elektrolyseur	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel
CAPEX Erneuerbare	Niedrig	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Hoch	Mittel	Hoch	Hoch	Hoch	Mittel
OPEX Elektrolyseur	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel
OPEX Erneuerbare	Niedrig	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Hoch	Mittel	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch
Finanzierungskosten	Mittel	Mittel	Hoch	Mittel	Mittel	Hoch	Hoch	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Niedrig
On-site Speicher	Hoch	Mittel	Niedrig	Hoch	Mittel	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch
Summe	Niedrig	Mittel	Hoch	Mittel	Mittel	Hoch	Hoch	Mittel	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Niedrig

Guidehouse (2024). Anmerkung: Zur qualitativen Bewertung wurden folgende Bandbreiten angelegt (niedrig / mittel / hoch; je in Euro/kg H₂): CAPEX Elektrolyseur < 0,3 / 0,3 - 0,5 / > 0,5. CAPEX Erneuerbare < 0,6 / 0,6 - 0,8 / > 0,8. OPEX Elektrolyseur < 0,3 / 0,3 - 0,4 / > 0,4. OPEX Erneuerbare < 0,2 / 0,2 - 0,4 / > 0,4. Finanzierungskosten < 1,3 / 1,3 - 2,0 / > 2,0. On-site Speicher < 0,2 / 0,3 - 0,4 / > 0,4. Summe 2,9 - 4,0 / 3,1 - 4,3 / 3,8 - 5,9.

4 Literaturverzeichnis

Energy and Climate Change Directorate, Scottish Government. (13. März 2024). *Emerging Energy Technologies Fund - Hydrogen Innovation Scheme: successful projects.* URL: <https://www.gov.scot/publications/emerging-energy-technologies-fund-hydrogen-innovation-scheme-successful-projects/#page-top>

Agora Energiewende. (2023). *Levelised Cost of Hydrogen Calculator.*

Agora Energiewende; Agora Industry. (18. November 2021). *12 insights on hydrogen.* URL: <https://www.agora-energiewende.org/publications/12-insights-on-hydrogen>

Agora Energiewende. (2022). *Klimaneutrales Stromsystem 2035.*

Agora Industrie, FutureCamp (28. September 2022). *Power-2-Heat: Erdgaseinsparung und Klimaschutz in der Industrie.* URL: <https://www.agora-industrie.de/publikationen/power-2-heat>

Agora Industrie; Wuppertal Institute. (2023). *15 insights on the global steel transformation.* URL: <https://www.agora-industry.org/publications/15-insights-on-the-global-steel-transformation>

Agora Industrie; Fraunhofer ISI. (2024). *Direct electrification of industrial process heat.* (Forthcoming)

Aposporis, H. (24. August 2023). *Greece plans 1.7 GW of electrolyzers, string of new projects to become green hydrogen leader.* Von Balkan Green Energy News: <https://balkangreenenergynews.com/greece-plans-1-7-gw-of-electrolyzers-string-of-new-projects-to-become-green-hydrogen-leader/>

Bloomer NEF. (21. August 2019). *Hydrogen: The Economics of Production From Renewables.* Von Costs to plummet

BloombergNEF. (24. Juli 2023). *2023 Hydrogen Levelized Cost Update: Green Beats Gray.* URL: <https://about.bnef.com/blog/2023-hydrogen-levelized-cost-update-green-beats-gray>

BloombergNEF. (Mai 2023). *Hydrogen Supply Outlook 2024: Projects.*

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (8. Februar 2024). *Deutschland und Algerien gründen Wasserstoff-Taskforce.* Von Pressemitteilung: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/02/20240208-deutschland-und-algerien-gruenden-wasserstoff-taskforce.html>

Collins, L. (27. March 2023). *Algeria aims to supply Europe with 10Prozent of its clean hydrogen needs by 2040 in new national H₂ roadmap.* (Hydrogeninsight, Herausgeber) URL: https://www.hydrogeninsight.com/policy/algeria-aims-to-supply-europe-with-10-of-its-clean-hydrogen-needs-by-2040-in-new-national-h2-roadmap/2-1-1426265?zeph_r_sso_ott=cxzdjQ

Collins, L. (29. April 2024). *UK allocates more than £2bn of subsidies to 11 green hydrogen projects in first auction round.* Von Hydrogeninsight: <https://www.hydrogeninsight.com/production/uk-allocates-more-than-2bn-of-subsidies-to-11-green-hydrogen-projects-in-first-auction-round/2-1-1571272>

Damodaran, A. (2023). *Country Default Spreads and Risk Premiums.* URL: https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html

Danish Ministry of Climate, Energy and Utilities. (2021). *The Government's strategy for Power-to-X.* URL: <https://ens.dk/en/our-responsibilities/power-x>

Delpuech, A. (October 2022). *Who Benefits From Tunisia's Green Hydrogen Strategy.* URL: <https://tn.boell.org/sites/default/files/2023-03/27-11-2022-green-hydrogen-hbs-en.pdf>

Department for Energy Security & Net Zero. (14. Dezember 2023). *Hydrogen Production Business Model / Net Zero Hydrogen Fund: HAR1 successful projects (published December 2023).* URL: <https://www.gov.uk/government/publications/hydrogen-production-business-model-net-zero-hydrogen-fund-shortlisted-projects/hydrogen-production-business-model-net-zero-hydrogen-fund-har1-successful-projects>

Department for Energy Security & Net Zero. (Dezember 2023). *Hydrogen Production Delivery Roadmap.* URL: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/659c04aad7737c000df3356d/hydrogen-production-delivery-roadmap.pdf>

Department for Energy Security and Net Zero. (17. August 2021). *UK hydrogen strategy.* Von Policy paper: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1175494/UK-Hydrogen-Strategy_web.pdf

Department for Energy Security and Net Zero. (18. Mai 2022). *Net Zero Hydrogen Fund strands 1 and 2: Round 2 (closed to applications).* URL: <https://www.gov.uk/government/publications/net-zero-hydrogen-fund-strand-1-and-strand-2>

Department for Energy Security and Net Zero; Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (20. Juli 2022). *Hydrogen Business Model and Net Zero Hydrogen Fund: Electrolytic Allocation Round 2022 (closed to applications).* URL: <https://www.gov.uk/government/publications/hydrogen-business-model-and-net-zero-hydrogen-fund-electrolytic-allocation-round-2022>

Department for Energy Security and Net Zero; Prime Minister's Office, 10 Downing Street; Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (7. April 2022). *British energy security strategy.* Von Policy paper: <https://www.gov.uk/government/publications/british-energy-security-strategy>

Deutsche Bundesregierung. (2024). *Die Nationale Wasserstoffstrategie.* Abgerufen am 14. Mai 2024 von <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Dossiers/wasserstoffstrategie.html>

Dezernat Zukunft. (2024). *Implikationen langfristiger Energiekostenunterschiede für energieintensive Industrien und den Wirtschaftsstandort Deutschland.* Abgerufen am 16. Mai 2024 von <https://www.dezernatzukunft.org/implikationen-langfristiger-energie-kostenunterschiede-fuer-energie-intensive-industrien-und-den-wirtschaftsstandort-deutschland/Directorate-General-for-Communication>. (13. Juli 2023). Spain - Draft Updated NECP 2021-2030. Von European Commission: https://commission.europa.eu/publications/spain-draft-updated-necp-2021-2030_en

Dokso, A. (24. März 2023). *Algeria aims to export green hydrogen to Europe by 2040.* Von energy news: <https://energynews.biz/algeria-aims-to-export-green-hydrogen-to-europe-by-2040/>

EHB. (2021).

EHB. (Juni 2021). *Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen.* URL: <https://www.ehb.eu/files/downloads/EHB-Analysing-the-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen-June-2021-v3.pdf>

EHB. (Mai 2022). *Five hydrogen supply corridors for Europe in 2030.* URL: <https://ehb.eu/files/downloads/EHB-Supply-corridor-presentation-Full-version.pdf>

EHB. (November 2023). *Implementation Roadmap – Cross Border Projects And Cost Update*. URL: <https://ehb.eu/files/downloads/EHB-2023-20-Nov-FINAL-design.pdf>

EHB. (2024). *European Hydrogen Backbone Maps*. Abgerufen am 13. Mai 2024 von <https://ehb.eu/page/european-hydrogen-backbone-maps>

EHB. (April 2024). *EHB Implementation Roadmap: Public support as catalyst for hydrogen infrastructure*. URL: https://ehb.eu/files/downloads/1712733755_EHB-Implementation-Roadmap-Public-support-as-catalyst-for-hydrogen-infrastructure.pdf

Enerdata. (16. Dezember 2022). *Scotland (UK) unveils plan to reach 5 GW of hydrogen by 2030, 25 GW by 2045*. URL: <https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/scotland-uk-unveils-plan-reach-5-gw-hydrogen-2030-25-gw-2045.html>

Energy and Climate Change Directorate, Scottish Government. (14. Dezember 2022). *Hydrogen action plan*. URL: <https://www.gov.scot/publications/hydrogen-action-plan/>

Europäische Kommission. (15. Februar 2024). *Kommission genehmigt von sieben Mitgliedstaaten geplante öffentliche Förderung von bis zu 6,9 Mrd. EUR für das dritte wichtige Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse in der Wasserstoff-Wertschöpfungskette*. Von Pressemitteilung: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_24_789

European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency (CINEA). (29. November 2023). *CEF Energy 2023: Latest achievements and way forward*.

European Commission. (21. September 2022). *State Aid: Commission approves up to €5.2 billion of public support by thirteen Member States for the second Important Project of Common European Interest in the hydrogen value chain*. Von press release: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_5676

European Commission. (15. Juli 2022). *State Aid: Commission approves up to €5.4 billion of public support by fifteen Member States for an Important Project of Common European Interest in the hydrogen technology value chain*. Von press release: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_4544

European Commission. (18. November 2023). *Annex to the Commission delegated regulation (EU) amending Regulation (EU) No 2022/869 of the European Parliament and of the Council*. URL: <https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-11/AnnexProzent-20PCIProzent20PMIProzent20list.pdf>

European Commission. (28. November 2023). *Commission proposes 166 cross-border energy projects for EU support to help deliver the European Green Deal*. Von Press Release: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_23_6047

European Commission. (Juni 2023). *Portugal: National Energy Plan and Climate 2021–2030 (NECP 2030)*. Von Update/ Revision: https://commission.europa.eu/system/files/2023-07/EN_PORTUGALProzent-20DRAFTProzent20UPDATEDProzent20NECP.pdf

European Commission. (2024). *Energy Infrastructure: Projects of Common Interest (CEF Energy)*. URL: https://cinea.ec.europa.eu/programmes/connecting-europe-facility/energy-infrastructure-connecting-europe-facility-0/energy-infrastructure_en

European Commission. (2024). *Key cross-border infrastructure projects*. URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/projects-common-interest-and-projects-mutual-interest/key-cross-border-infrastructure-projects_en

European Hydrogen Backbone. (Mai 2022). *Five hydrogen supply corridors for Europe in 2030*. Von EHB publications: https://ehb.eu/files/downloads/1653999355_EHB-Supply-corridors-presentation-Full-compressed-1.pdf

European Union, Ukraine. (2. Februar 2023). *Memorandum of Understanding.* Von between the European Union and Ukraine on a strategic Partnership on Biomethane, Hydrogen and other Synthetic Gases: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-04/MoU_UA_signed.pdf

Finnish Government. (20. Juni 2023). *A strong and committed Finland.* Von Programme of Prime Minister Petteri Orpo's Government: <https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/165044/Programme-of-Prime-Minister-Petteri-Orpo-Government-20062023.pdf?sequence=4&isAllowed=y>

Fossil Free Sweden. (13. Januar 2021). *Strategy for fossil free competitiveness.* Von Hydrogen: https://fossilfrittswerige.se/wp-content/uploads/2021/01/Hydrogen_strategy_for-_fossil_free_competitiveness_ENG.pdf

Fraunhofer ISI. (20. Juni 2022). *Import von Wasserstoff und Syntheseprodukten in einer.* Von Berliner Dialogforum: https://hypat.de/hypat-wAssets/docs/new/publikationen/Berliner-Dialogforum_Import-von-Wasserstoff-und-Syntheseprodukten-in-einer-veraenderten-Welt_20-Juni-2022.pdf

Fraunhofer ISI. (2023). *Langfristszenarien.* Von T45-Strom*-Szenarien: <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/szenario-explorer/angebot.php>

FuelCellsWorks. (3. August 2023). *Portugal Com-mits €70M to Bolster Hydrogen Production as Part of a New Renewables Gases Initiative .* URL: <https://fuelcellsworks.com/news/portugal-com-mits-e70m-to-bolster-hydrogen-production-as-part-of-a-new-renewable-gases-initiative/>

Gassco, DENA. (November 2023). *German-Norwegian Energy Cooperation Joint Feasibility Study.* Von Hydrogen value chain summary report: <https://gassco.eu/wp-content/uploads/2023/11/GER-NOR-Joint-feasibility-study-report-Hydrogen-23.11.2023.pdf>

German - Ukrainian Energy Partnership. (4. April 2023). *Joint Declaration of Intent between the Ukrainian and German Governments on the extension of the Energy Partnership.* URL: <https://www.energypartnership-ukraine.org/tr/home/milestones/amended-joint-declaration-of-intent/>

GIZ. (2022). *Promoting a green hydrogen economy in Tunisia.* URL: <https://www.giz.de/en/worldwide/109262.html>

GIZ. (2024). *German-Moroccan Energy Partnership.* URL: <https://www.giz.de/en/worldwide/57157.html>

Goncalves, S. (3. Juli 2023). *Portugal doubles 2030 goals for solar and hydrogen capacity.* Von Reuters: <https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/portugal-doubles-2030-goals-solar-hydrogen-capacity-2023-07-03/>

Goncalves, S. (12. Oktober 2023). *Portugal to launch pioneering auction for piped green hydrogen soon.* Von Reuters: <https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/portugal-launch-pioneering-auction-piped-green-hydrogen-soon-2023-10-12/>

GOV.UK. (11. April 2023). *Net Zero Hydrogen Fund: Strand 2 Capital Expenditure Round 2.* Von Funding competition: <https://apply-for-innovation-funding.service.gov.uk/competition/1541/overview/51b-5d1d1-dc76-494c-9cb3-2b1dacf41199>

Green Hydrogen Organisation. (2024). *GH₂ Country Portal – Portugal.* Abgerufen am 16. Mai 2024 von <https://gh2.org/countries/portugal>

Green Hydrogen Organisation. (2024). *GH₂ Country Portal – Spain.* Abgerufen am 14. Mai 2024 von <https://gh2.org/countries/spain#:~:text=WithProzent20theProzent20greenProzent20hydrogenProzent20strategy,4.6Prozent20millionProzent20tonne-sProzent20byProzent202030>

H₂ green steel. (2024). Abgerufen am 14. Mai 2024 von <https://www.h2greensteel.com/>

Habibic, A. (27. September 2023). *UK and Germany forge hydrogen partnership.* Von Offshore Energy: <https://www.offshore-energy.biz/uk-and-germany-forge-hydrogen-partnership/>

Hydrogen Cluster Finland. (27. Juni 2023). *Clean hydrogen strategy for Finland.* URL: <https://h2cluster.fi/wp-content/uploads/2023/06/H2C-H2-Strategy-for-Finland.pdf>

Hydrogen Council. (11. Mai 2023). *Hydrogen Insights 2023.* Von An update on the state of the global hydrogen: <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2023/>

Hydrogen Europe. (5. Januar 2023). *Norway & Germany eye 2030 H₂ pipeline.* URL: <https://hydrogeyurope.eu/norway-germany-eye-2030-h2-pipeline/>

IEA. (September 2023). *Global Hydrogen Review 2023.* URL: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>

IEA. (Oktober 2023). *Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database.* Von Licence: CC BY 4.0: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database>

IEA. (Oktober 2023). *World Energy Outlook 2023.* URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>

Institut für Erneuerbare Energien. (2021). *Wasserstoffstrategie der Ukraine.* URL: <https://hydrogen.ua/images/about/Vodneva-Strategia-Cover.pdf>

IRENA . (Juli 2023). *Renewable energy statistics 2023.* URL: <https://www.irena.org/Publications/2023/Jul/Renewable-energy-statistics-2023>

La Moncloa. (1. Dezember 2022). *The President of the Government highlights Spain's investment attractiveness in renewables and the success of the PERTE Green Hydrogen project.* Von La Moncloa: https://www.lamoncloa.gob.es/lang/en/presidente/news/Paginas/2022/20221201_perte-green-hydrogen.aspx

www.lamoncloa.gob.es/lang/en/presidente/news/Paginas/2022/20221201_perte-green-hydrogen.aspx

Machado, P., & Krumpelmann, S. (28. Juni 2023). *Spain sharply lifts renewable hydrogen targets.* Von argus: <https://www.argusmedia.com/en/news-and-insights/latest-market-news/2463917-spain-sharply-lifts-renewable-hydrogen-targets>

Marie Takouleu, J. (1. Februar 2022). *MOROCCO: French Total Eren to invest €9bn in hydrogen and green ammonia.* Von Afrik21: <https://www.afrik21.africa/en/morocco-french-total-eren-to-invest-e9bn-in-hydrogen-and-green-ammonia/>

Marokkanische Regierung. (10. Juni 2020). *Morocco, Germany Sign Green Hydrogen Cooperation Agreement.* URL: <https://www.maroc.ma/en/news/morocco-germany-sign-green-hydrogen-cooperation-agreement>

Martin, P. (28. Juni 2023). *Spain could almost triple its 2030 green hydrogen goal to 11GW in new climate strategy.* Von Hydrogeninsight: <https://www.hydrogeninsight.com/production/spain-could-almost-triple-its-2030-green-hydrogen-goal-to-11gw-in-new-climate-strategy/2-1-1476351>

Messad, P. (19. Oktober 2023). *BarMar hydrogen pipeline project 'dead on arrival', French experts say.* Von Euractiv France: <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/barmar-hydrogen-pipeline-project-dead-on-arrival-critics-say/>

Ministère de l'Énergie des Mines et de l'Environnement | Royaume du Maroc. (Januar 2021). *Feuille de Route de l'Hydrogène Vert.* URL: https://www.mem.gov.ma/Lists/Lst_rapports/Attachments/36/FeuilleProzent20deProzent20routeProzent20deProzent20hydrogProzentC3ProzentA8neProzent20vert.pdf

Ministry of Economic Affairs and Employment, Finnish Government. (9. Februar 2023). *Government adopts resolution on hydrogen – Finland could produce 10 Prozent of EU's green hydrogen in 2030*. URL: <https://valtioneuvosto.fi/en/-/1410877/government-adopts-resolution-on-hydrogen-finland-could-produce-10-of-eu-s-green-hydrogen-in-2030>

Ministry of Environment and Energy, Hellenic Republic. (Oktober 2023). *National Energy and Climate Plan*. Von Preliminary Darft Revised Version: <https://commission.europa.eu/system/files/2023-11/GREE-CEProzent20-Prozent20DRAFTProzent20UPDAT-EDProzent20NECProzent202021-2030Prozent20EN.pdf>

Müller, V. P., & Eichhammer, W. (2023). *Economic complexity of green hydrogen production technologies - a trade data-based analysis of country-specific industrial preconditions*. Von ScienceDirect: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032123001600#sec1>

Norwegian Ministry of Petroleum and Energy; Norwegian Ministry of Climate and Environment. (3. Juni 2020). *The Norwegian Government's hydrogen strategy*. URL: <https://www.regjeringen.no/en/dokumenter/the-norwegian-governments-hydrogen-strategy/id2704860/>

Offshore. (27. Oktober 2023). *NZTC investigating hydrogen exports from Scotland to Germany*. URL: <https://www.offshore-mag.com/energy-transition/article/14300792/nztc-investigating-hydrogen-exports-from-scotland-to-germany>

OIES. (Januar 2023). *Financing a world scale hydrogen export project*. URL: <https://www.oxfordenergy.org/publications/financing-a-world-scale-hydrogen-export-project/>

OGV Energy. (31. August 2023). *New pipeline will accelerate Scotland's green hydrogen export potential*. URL: <https://www.ogv.energy/news-item/new-pipeline-will-accelerate-scotland-s-green-hydrogen-export-potential>

República Portuguesa | Environment and Climate Action. (16. Juli 2020). *Portugal National Hydrogen Strategy (EN-H₂)*. Von A new ally for the energy transition in Portugal: https://kig.pl/wp-content/uploads/2020/07/EN_H2_ENG.pdf

RWE AG. (5. Januar 2023). *RWE und Equinor vereinbaren strategische Partnerschaft für Versorgungssicherheit und Dekarbonisierung*. URL: <https://www.rwe.com/presse/rwe-ag/2023-01-05-rwe-und-equinor-vereinbaren-strategische-partnerschaft/>

Sorge, P. (23. Oktober 2023). *Algeria Is in Talks to Send Green Hydrogen to Germany Via Pipeline*. Von Bloomberg: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-10-23/algeria-in-talks-to-send-green-hydrogen-to-germany-via-pipeline?leadSource=uverifyProzent20wall>

South2 Corridor. (2024). *South2 Corridor*. Abgerufen am 17. Mai 2024 von <https://www.south2corridor.net/>

Stiftung Klimaneutralität. (März 2022). *Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien*. URL: <https://www.stiftung-klima.de/de/themen/klimaneutralitaet/szenarienvergleich/>

Stone, J. (16. November 2023). *Germany and UK in talks over 400-mile hydrogen pipeline under the North Sea*. Von Politico: <https://www.politico.eu/article/germany-and-uk-in-talks-over-400-mile-hydrogen-pipeline-under-the-north-sea/#:~:text=AProzent20U.K.Prozent20governmentProzent20spokespersonProzent20said,andProzent20interconnectionProzent20withProzent20theProzent20U.K>

Sukurova, N., Wietschel, M., Garcia, J. F., Müller, V. P., Franke, K., Kantel, A., . . . Weise, F. (Juni 2023). *Ukrainian Hydrogen Export Potential: Opportunities and Challenges in the Light of the Ongoing War*. Von HYPAT Working Paper 04/2023 | Fraunhofer ISI: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2023/HYPATProzent20WP_04-2023_UkrainianProzent20hydrogenProzent20exportProzent20potential_final_V01.pdf

SunsHyne Corridor. (2024). *SunsHyne Corridor.*

Abgerufen am 16. Mai 2024 von Paving the way for green hydrogen in Europe: <https://www.sunshyne-corridor.eu/>

The World Bank. (2024). *Ease of Doing Business*

rankings. URL: <https://archive.doingbusiness.org/en/rankings>

Publikationen von Agora Energiewende

Auf Deutsch

Der Sanierungssprint

Potenzial und Politikinstrumente für einen innovativen Ansatz zur Gebäudesanierung

Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2023

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2024

Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen

Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können

Der CO₂-Preis für Gebäude und Verkehr

Ein Konzept für den Übergang vom nationalen zum EU-Emissionshandel

Wasserstoff-Importoptionen für Deutschland

Analyse mit einer Vertiefung zu Synthetischem Erdgas (SNG) bei nahezu geschlossenem Kohlenstoffkreislauf

Windstrom nutzen statt abregeln

Ein Vorschlag zur zeitlichen und regionalen Differenzierung der Netzentgelte

Roll-out von Großwärmepumpen in Deutschland

Strategien für den Markthochlauf in Wärmenetzen und Industrie

Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze

Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielfkompatible Transformation

Rückenwind für Klimaneutralität

15 Maßnahmen für den beschleunigten Ausbau der Windenergie

Klimaneutrales Stromsystem 2035 (Zusammenfassung)

Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann

Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2022

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2023

Volle Leistung aus der Energiekrise

Mit Zukunftsinvestitionen die fossile Inflation bekämpfen

Durchbruch für die Wärmepumpe

Praxisoptionen für eine effiziente Wärmewende im Gebäudebestand

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Publikationen von Agora Energiewende

Auf Englisch

9 Insights on Hydrogen – Southeast Asia Edition

12 Insights on Hydrogen – Brazil Edition

The benefits of energy flexibility at home

Leveraging the use of electric vehicles, heat pumps and other forms of demand-side response at the household level

EU policies for climate neutrality in the decisive decade

20 Initiatives to advance solidarity, competitiveness and sovereignty

Modernising Kazakhstan’s coal-dependent power sector through renewables

Challenges, solutions and scenarios up to 2030 and beyond

The roll-out of large-scale heat pumps in Germany

Strategies for the market ramp-up in district heating and industry

Transitioning away from coal in Indonesia, Vietnam and the Philippines

Overview of the coal sector with a focus on its economic relevance and policy framework

Hydrogen import options for Germany (Summary)

Analysis with an in-depth look at synthetic natural gas (SNG) with a nearly closed carbon cycle

**Briefing on the Europe-China Workshop on Carbon Markets,
with coverage of the EU CBAM and carbon asset management**

Ensuring resilience in Europe’s energy transition

The role of EU clean-tech manufacturing

Levelised cost of hydrogen

Making the application of the LCOH concept more consistent and more useful

Decarbonisation in State-Owned Power Companies

Briefing from the workshop on 28–29 September 2022

From coal to renewables

A power sector transition in Kazakhstan

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.org

Publikationsdetails

Über Agora Energiewende und Agora Industrie

Agora Energiewende und Agora Industrie erarbeiten unter dem Dach der Agora Think Tanks wissenschaftlich fundierte und politisch umsetzbare Konzepte für einen erfolgreichen Weg zur Klimaneutralität – in Deutschland, Europa und international. Die Denkfabriken agieren unabhängig von wirtschaftlichen und parteipolitischen Interessen und sind ausschließlich dem Klimaschutz verpflichtet.

Agora Energiewende

Agora Think Tanks gGmbH
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
10178 Berlin | Deutschland
T +49 (0) 30 7001435-000
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Agora Industrie

Agora Think Tanks gGmbH
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
10178 Berlin | Deutschland
T +49 (0) 30 7001435-000
www.agora-industrie.de
info@agora-industrie.de

Korrektorat/Lektorat: Berit Sörensen

Satz: Urs Karcher

Titelfoto: fottoo | Adobe Stock

331/05-S-2024/DE

Version 1.1, Juni 2024



Unter diesem QR-Code steht diese Publikation als PDF zum Download zur Verfügung.



Dieses Werk ist lizenziert unter CC-BY-NC-SA 4.0.