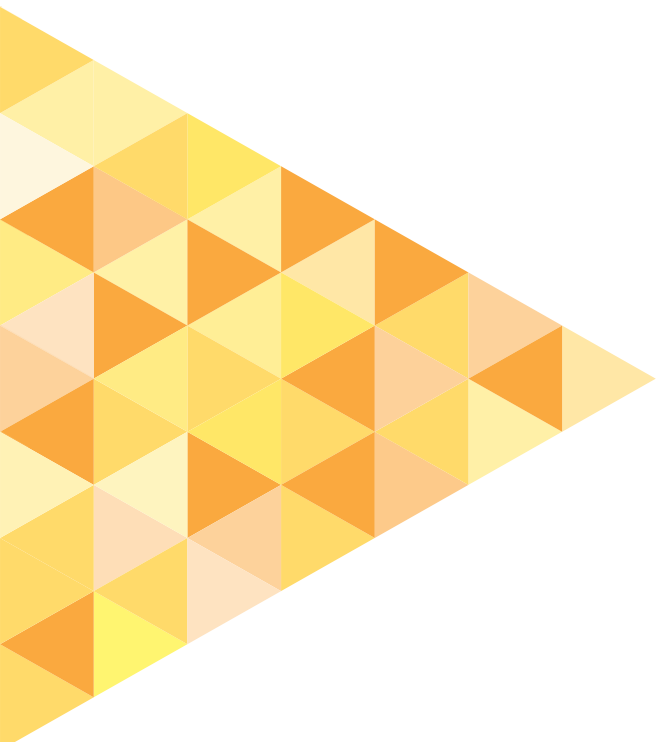


Linus Ronsiek | Anke Mönnig | Christian Schneemann |
Johanna Zenk | Jan Philipp Schroer | Alexander Christian Schur

Potentielle Partnerländer für den Import von grünem Wasserstoff nach Deutschland



BIBB Discussion Paper

Ein Gemeinschaftsprojekt von



Zitiervorschlag:

Ronsiek, Linus; Mönnig, Anke; Schneemann, Christian; Zenk, Johanna; Schroer, Jan Philipp; Schur, Alexander Christian:
Potentielle Partnerländer für den Import von grünem Wasserstoff nach Deutschland. Version 1.0 Bonn, 2022.
Online: https://res.bibb.de/vet-repository_780607



© Bundesinstitut für Berufsbildung, 2022

Version 1.0
September 2022

Herausgeber

Bundesinstitut für Berufsbildung
Robert-Schuman-Platz 3
53175 Bonn
Internet: www.vet-repository.info
E-Mail: repository@bibb.de

CC Lizenz

Der Inhalt dieses Werkes steht unter Creative-Commons-Lizenz (Lizenztyp: Namensnennung – Keine kommerzielle Nutzung – Keine Bearbeitung – 4.0 International).

Weitere Informationen finden sie im Internet auf unserer Creative-Commons-Infoseite

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>.

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Diese Netzpublikation wurde bei der Deutschen Nationalbibliothek angemeldet und archiviert:
urn:nbn:de:0035-vetrepository-780607-7

Potentielle Partnerländer für den Import von grünem Wasserstoff nach Deutschland

Linus Ronsiek¹, Anke Mönning¹, Christian Schneemann², Johanna Zenk², Jan Philipp Schroer³, Alexander Christian Schur³

Abstract:

Mit dem Potential das Energie-, Wärme-, Wirtschafts- und Verkehrssystem in Deutschland zu dekarbonisieren wird Wasserstoff, als Energieträger der Zukunft, eine entscheidende Rolle bei der Erreichung der Klimaziele zugesprochen. Wird dieser anhand von erneuerbaren Energien gewonnen (sog. grüner Wasserstoff) ermöglicht er eine Speicherung und damit flexible Nutzung erneuerbarer Energien. Nicht nur auf nationaler, sondern auch auf EU-Ebene wird davon ausgegangen, dass die Kapazitäten für die Produktion von grünem bzw. klimafreundlichem Wasserstoff nicht für eine autarke Energieversorgung ausreichen werden. Mit Fokus auf den Import von grünem Wasserstoff analysiert das vorliegende Diskussionspapier mögliche Kooperationspartnerschaften für Deutschland sowohl innerhalb der EU, als auch außerhalb des Staatenbundes.

Im Ergebnis zeigt sich, dass in der mittleren Frist bis 2030 insbesondere Norwegen und Marokko als potentielle Partnerländer infrage kommen. Partnerschaften innerhalb der EU bieten sich vor allem mit Blick auf die politische Stabilität, die wirtschaftlichen Verflechtungen sowie die geografische Nähe an, sind aber aufgrund der bis 2030 abzusehenden Exportpotentiale eher erst in der langen Frist zu erwarten.

¹ Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH, Bereich „Wirtschaft und Soziales“.

² Institut für Arbeitsmarkt und Berufsforschung, Forschungsbereich „Prognosen und gesamtwirtschaftliche Analysen“.

³ Bundesinstitut für Berufsbildung, Arbeitsbereich 1.2, „Qualifikation, berufliche Integration, Erwerbstätigkeit“.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	3
Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	4
1 Einführung und Einordnung.....	5
2 Allgemeine Chancen und Risiken von Wasserstoffimporten	6
3 Kriterien für Partnerländer	8
4 Mögliche Partnerländer	10
4.1 EU-Mitglieder und UK (ehemals EU-28)	11
4.1.1 Iberische Halbinsel	13
4.1.2 Niederlande	17
4.1.3 Vereinigtes Königreich Großbritannien.....	18
4.2 Nicht-EU-Mitglieder.....	20
4.2.1 Australien	21
4.2.2 Chile	23
4.2.3 Marokko	25
4.2.4 Norwegen	27
4.2.5 Vereinigte Arabische Emirate.....	29
4.2.6 Namibia	30
5 Zusammenfassung.....	32
6 Literaturverzeichnis	34
7 Anhang.....	43

Abkürzungsverzeichnis

BEIS	Department for Business, Energy and Industrial Strategy
CB6	Impact Assessment for the sixth carbon budget
CCC	Committee on Climate Change
CCUS	Carbon capture, usage and storage
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
EE	erneuerbare Energien
EINA	Energy Innovation Needs Assessment
EU	Europäische Union
FONA	Forschung für Nachhaltigkeit
Fraunhofer IEE	Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik
GW	Gigawatt
km	Kilometer
km ²	Quadratkilometer
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
m ²	Quadratmeter
MENA	Middle East and North Africa
NWS	Nationalen Wasserstoffstrategie
PV	Photovoltaik
PWh	Petawattstunde
RH2INE	Rhine Hydrogen Integration Network of Excellence
TWh	Terrawattstunde
UK	Vereinigtes Königreich
VAE	Vereinigten Arabischen Emirate

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Überblick möglicher Chancen und Risiken von Wasserstoffimporten	6
Abbildung 2: Zusammenfassung der Kriterien	10
Abbildung 3: Wasserstoffnachfrage UK & Anteil am Gesamtenergieverbrauch (2050)	20
Abbildung 4: Importkosten für grünen Wasserstoff 2030, Politisch-ökonomischer Rahmen 2030, Exportpotential von grünem Wasserstoff 2050.....	21
Abbildung 5: Anteil der Primärenergie aus erneuerbaren Energiequellen.....	46
Abbildung 6: Anteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion	46

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht der geschätzten Kosten nach potentiellen Produktionsländern für 2030 und 2050.....	11
Tabelle 2: Importkosten für grünen Wasserstoff außerhalb der EU/UK 2030.....	43
Tabelle 3: Politisch-ökonomischer Rahmen außerhalb der EU/UK 2030, Gesamtbewertung 2030.....	44
Tabelle 4: Exportpotential von grünem Wasserstoff außerhalb der EU/UK 2050	45

1 Einführung und Einordnung

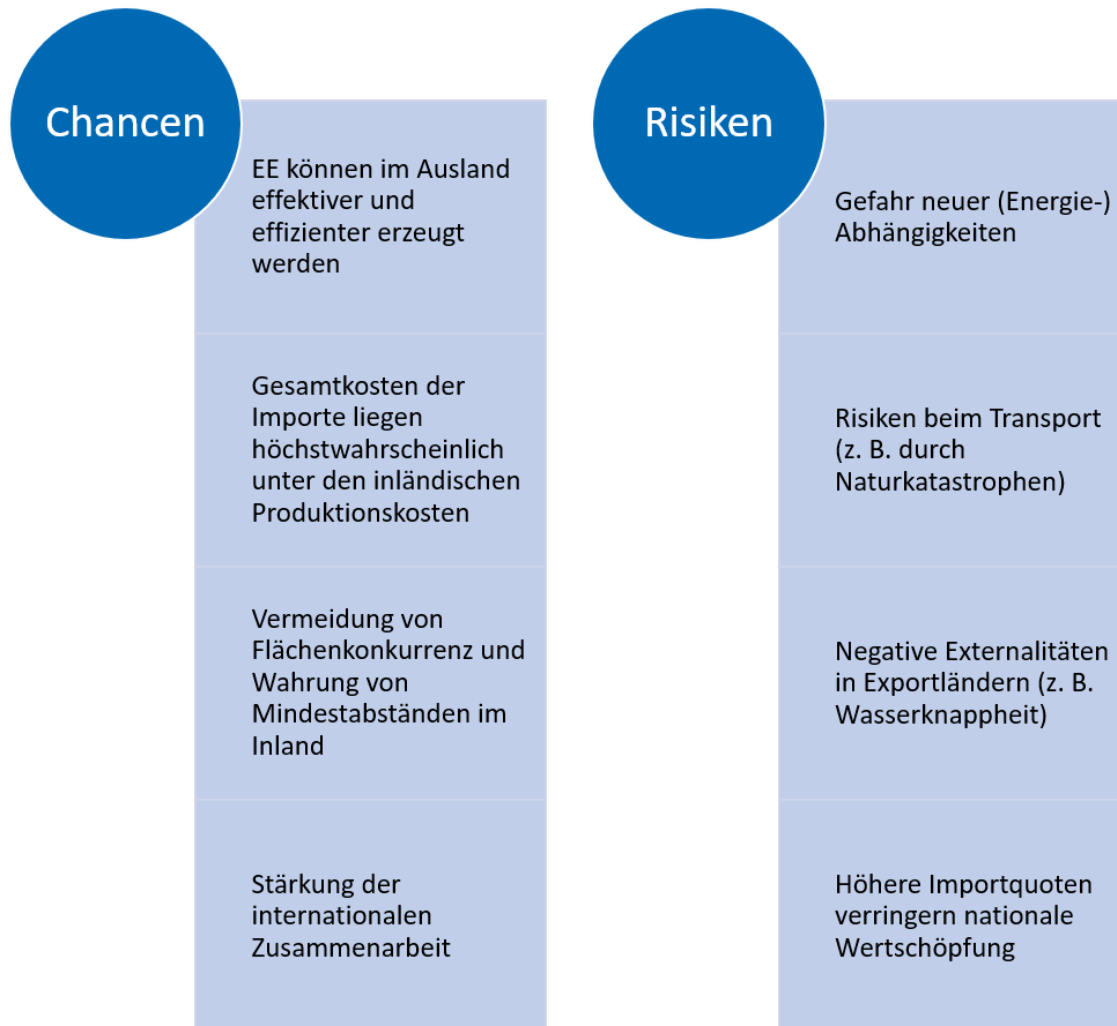
Mit dem Pariser Klimaabkommen haben sich 192 Staaten und die Europäische Union (EU) dazu verpflichtet, den weltweiten Klimawandel einzudämmen und auf eine Treibhausgasneutralität hinzuarbeiten (UN, 2022). Deutschland soll bereits 2045 das Ziel der Treibhausneutralität erreichen (Bundesregierung, 2021). Wasserstoff hat das Potential einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung der Wirtschaft, des Verkehrs-, Energie- und Wärmesystems in Deutschland sowie zur Erreichung der Klimaziele zu leisten. Wird er aus erneuerbaren Energien gewonnen, spricht man von „grünem“ Wasserstoff. Aufgrund der begrenzten Erzeugungskapazitäten an erneuerbaren Energien in Deutschland, wird in der Nationalen Wasserstoffstrategie von 2020 (NWS) davon ausgegangen, dass ein Teil des zukünftig benötigten grünen Wasserstoffs importiert werden muss. Deshalb werden in der NWS 2 Mrd. Euro für internationale Partnerschaften bereitgestellt (BMW, 2020). Eine Metaanalyse zu den Auswirkungen einer wasserstoffbasierten Transformation auf den Importbedarf von grünem Wasserstoff berechnet eine Importquote für Deutschland von rund 40 Prozent im Jahr 2030 und von rund 50 Prozent im Jahr 2050 (Mönnig et al., 2022). Auch auf EU-Ebene wird das Thema Wasserstoff aktiv vorangetrieben. Der REPowerEU Plan verfolgt das Ziel bis 2030 10 Mio. Tonnen (330 TWh) klimafreundlichen Wasserstoff in der EU herzustellen und weitere 10 Mio. Tonnen (330 TWh) aus Drittstaaten zu importieren. Damit sollen nicht nur die Klimaziele verfolgt, sondern auch die Abhängigkeit von fossilen Energieimporten aus Russland reduziert werden (Europäische Kommission, 2022).

Sowohl auf nationaler wie auch auf EU-Ebene wird davon ausgegangen, dass die Kapazitäten für die Produktion von grünem bzw. klimafreundlichem Wasserstoff nicht für eine autarke Energieversorgung ausreichen werden. Aufbauend auf den Ergebnissen der Metaanalyse von Mönnig et al. (2022) analysiert das vorliegende Diskussionspapier sowohl mögliche Kooperationspartnerschaften für Deutschland innerhalb der EU als auch mögliche Partnerschaften mit Ländern außerhalb des Staatenverbundes. Der Fokus dieser Analyse liegt dabei auf dem Import von grünem Wasserstoff, der mittels Elektrolyse hergestellt wird. Strombasierte, synthetische Kraftstoffe (eFuels) werden nicht betrachtet. Die Analyse stellt keine vollständige Kategorisierung möglicher Kooperationspartnerschaften dar, sondern beleuchtet eine Auswahl an Ländern, die vermehrt in der Literatur, den Medien und/oder auf politischer Ebene als mögliche Partnerländer genannt werden.

2 Allgemeine Chancen und Risiken von Wasserstoffimporten

Wasserstoffimporte bergen Chancen und Risiken. Diese sind in Abbildung 1 stichwortartig aufgeführt und werden im Folgenden näher erläutert.

Abbildung 1: Überblick möglicher Chancen und Risiken von Wasserstoffimporten



Quelle: eigene Darstellung

Um Wasserstoff mittels Elektrolyse herzustellen, bedarf es neben den technischen Anlagen Wasser und Strom. Grüner Wasserstoff benötigt explizit Strom aus erneuerbaren Energien (EE). Der daraus resultierende Strombedarf überschreitet in vielen Szenarien jedoch aus Akzeptanz- und Wirtschaftlichkeitsgründen die nationalen Ausbaupotentiale. Das Fraunhofer ISI schätzt ein Ausbaupotential an erneuerbaren Energien für Deutschland zwischen 700 und 1100 TWh (Wietschel et al., 2020), was nicht ausreichend wäre, um den Strombedarf für die direkte Nutzung und die Wasserstofferzeugung zu decken. Mönnig et al. (2022) berechnen anhand der Ziele aus dem Koalitionsvertrag von 2021, dass Deutschland bis 2030 eine Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in Höhe von rund 590 TWh erreicht kann. In der Literatur herrscht deshalb größtenteils

Einigkeit über die Notwendigkeit, grünen Wasserstoff zu importieren (Merten et al., 2020; Prognos AG et al., 2020; Robinius et al., 2020). In Regionen mit vorteilhaften klimatischen Bedingungen könnten erneuerbare Energien effektiver und effizienter erzeugt werden als in Deutschland. Betrachtet man als konkretes Beispiel Solartechnologien, so weisen diese beispielsweise in Nordafrika höhere Volllaststunden bei geringeren Stromgestehungskosten (unter 3 Eurocent/kWh) auf (Wietschel et al., 2020). Es kann also eine höhere Strommenge zu niedrigeren Kosten erzeugt werden.

Auch die Gesamtkosten für importierten Wasserstoff könnten unter den nationalen Produktionskosten liegen. Laut Merten und Scholz (2021) ist die günstigste Möglichkeit Wasserstoff in Deutschland zu produzieren, die Nutzung von Onshore-Windstrom. Nach Berechnungen des Fraunhofer ISE (Kost et al., 2018) ergäben sich dadurch Kosten von zwischen 11 und 19 Eurocent/kWh im Jahr 2030 und zwischen 7 und 15 Eurocent/kWh in 2050. In einer Metastudie von Merten et al. (2020) werden Mittelwerte von ca. 16 Eurocent/kWh für 2030 und ca. 12 Eurocent/kWh für 2050 errechnet. Die Gesamtkosten für importierten Wasserstoff könnten unter Umständen darunter liegen. Dies ist allerdings noch mit großen Unsicherheiten verbunden. Merten und Scholz (2021) verweisen auf Merten et al. (2020), welche anhand von Nordafrika zeigen, dass die unterschiedlichen Annahmen in den Studien zu einer großen Bandbreite von möglichen zukünftigen Kosten führen. Für Nordafrika reichen diese von ca. 8 bis 19,6 Eurocent/kWh für 2030 und von 4,5 bis 13,8 Eurocent/kWh für 2050. In einigen Fällen könnte dann eine heimische Produktion auch günstiger als ein Import aus Nordafrika sein. Maßgebend sind dabei vor allem die Transportkosten, aber auch Zinssätze als Teil der Investitionskosten, die Entwicklung der Volllaststunden und eventuelle Gewinnaufschläge (Merten & Scholz, 2021).

Schließlich kann es in Deutschland auch zu Konkurrenz hinsichtlich der Landnutzung kommen, da Solartechnologien und Windkraftanlagen oftmals Flächen benötigen würden, die auch anderweitig, beispielsweise landwirtschaftlich, genutzt werden könnten. Außerdem müssen in Deutschland Mindestabstände zu Wohngebieten beachtet werden. Diese Einschränkungen schmälern das Potential zum Ausbau erneuerbarer Energien im Inland und dadurch auch das Potential zur inländischen Produktion von grünem Wasserstoff (Wietschel et al., 2020).

Eine weitere Chance, die sich durch „Wasserstoff-Partnerschaften“ bietet, ist der mögliche Aufbau von langfristigen und partnerschaftlichen Beziehungen, die zu einer Stärkung der internationalen Zusammenarbeit führen können. Gleichzeitig besteht hier jedoch auch das Risiko, dass bei mangelnder Diversifikation der Kooperationspartner eine Abhängigkeit entsteht (Piria et al., 2021; Wietschel et al., 2020). Insbesondere bis 2030 könnte ein Importausfall dazu führen, dass zum Ausgleich fossile Alternativen verwendet werden müssten, da bis dahin auch keine Wasserstoff-Speicherungsmöglichkeiten in nennenswertem Ausmaß vorhanden sein werden. Deshalb wäre die

Etablierung eines internationalen Wettbewerbs im Bereich Wasserstoff und die Berücksichtigung der politischen Stabilität bei der Auswahl der Kooperationspartner wichtig für die Gewährleistung der Importsicherheit (Piria et al., 2021).

An dieser Stelle müssen auch die Risiken beim Transport bedacht werden. Beim Transport mittels Pipelines kann es zu Ausfällen oder technischen Problemen infolge von beispielsweise Naturkatastrophen kommen. Aufgrund dessen ist auch hier eine Diversifikation der Transportrouten, beispielsweise multilaterale Pipelinenetze kombiniert mit Schifftransportwegen, entscheidend (Piria et al., 2021).

Piria et al. (2021) bemerken außerdem, dass fehlende, oder insuffiziente Nachhaltigkeit der Importe als Hindernis für die Sicherung der Importe gesehen werden kann, da sie letztendlich zur Erreichung der Klimaneutralität und einer nachhaltigen Energieversorgung beitragen sollen. Hier stehen unter anderem mögliche negative Externalitäten wie Umweltbeeinträchtigungen in Exportländern im Fokus. So muss etwa die Stromnachfrage in Exportländern priorisiert werden. Grün erzeugter Wasserstoff bei gleichzeitiger Sicherung der Stromversorgung durch fossile Brennstoffe könnten aus Klimaschutz-Sicht als Nullsummenspiel bezeichnet werden (Westphal et al., 2020).

Abschließend sollte allgemein berücksichtigt werden, dass eine hohe Importquote an Wasserstoff negative Auswirkungen auf die nationale „Wertschöpfungskette Wasserstoff“ haben könnte. Eine Strategie die eher den Ausbau lokaler Produktionskapazitäten in den Mittelpunkt stellt, würde mehr Wertschöpfung und Beschäftigung, vor allem im Bereich der Elektrolysetechnik, in Deutschland bewirken (Merten & Scholz, 2021).

3 Kriterien für Partnerländer

Für die Auswahl, beziehungsweise Bewertung möglicher Export- oder Partnerländer werden in der Literatur verschiedene quantitative und qualitative Kriterien angewandt (Breitschopf et al., 2022; Egenolf-Jonkmanns et al., 2021; Jensterle et al., 2020). Eine gängige Praxis ist dabei die Differenzierung von unterschiedlichen Zeithorizonten (Breitschopf et al., 2022; Jensterle et al., 2020). Mittelfristig, das heißt bis 2030, sind für Jensterle et al. (2020) vor allem die Herstellungs- und Transportkosten von grünem Wasserstoff entscheidend. Diese werden maßgeblich durch das jeweilige Transportmittel – Schiff oder Pipeline – beeinflusst, die jeweils auch eigene Implikationen hinsichtlich Effizienz und Kapazität mit sich bringen (Merten et al., 2020).

Weiterhin spielen diverse politisch-ökonomische Kriterien eine Rolle. Dazu gehören beispielsweise das Interesse von Politik und Wirtschaft an einer wasserstoffbasierten Wertschöpfungskette, die Verfügbarkeit ausreichend qualifizierter Fachkräfte oder auch die Qualität der bilateralen Beziehungen zu Deutschland (Jensterle et al., 2020). Insbesondere bedingt durch den russischen Angriff auf die

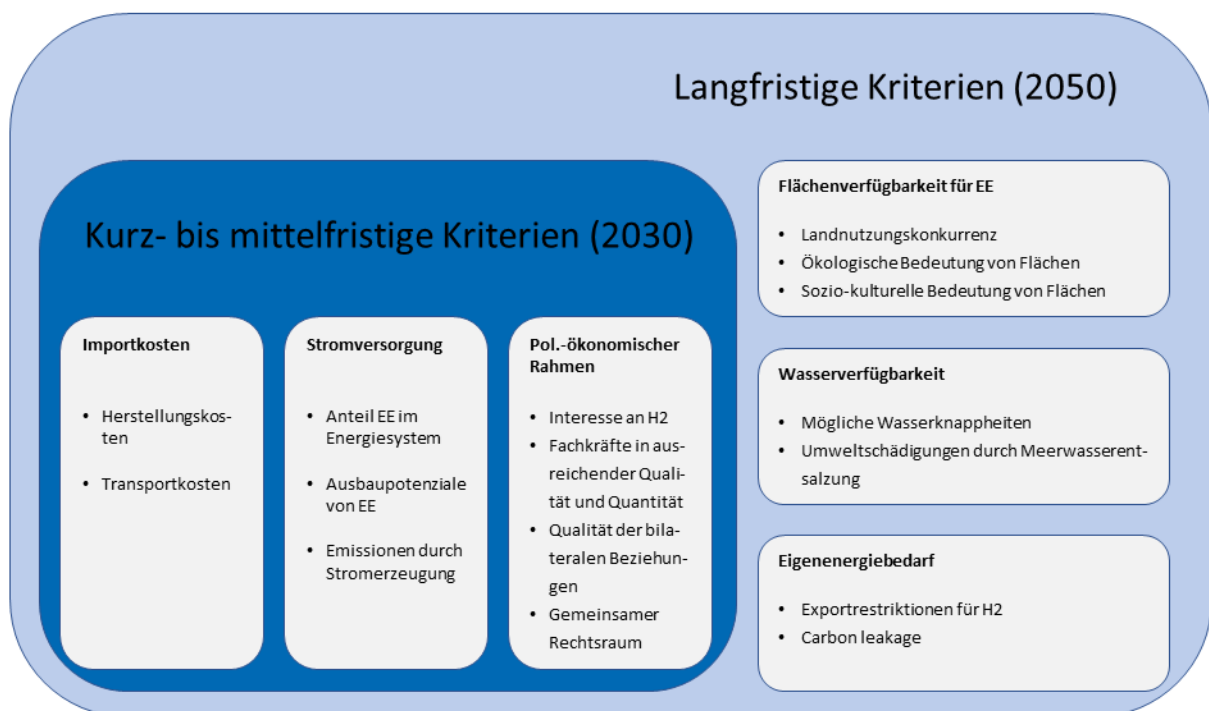
Ukraine sollten etwaige politische Risiken noch stärker evaluiert werden (Wietschel et al., 2022). Auch Breitschopf et al. (2022) unterstreichen die Bedeutung von sozio-institutionellen Rahmenbedingungen wie Teilhabe, politischer Stabilität und regulatorischer Qualität, sowie von interstaatlichen Beziehungen. Diese, sowie Rechtsstaatlichkeit, beziehungsweise ein gemeinsamer Rechtsraum, sorgen für eine resilientere Lieferkette (Breitschopf et al., 2022; Westphal et al., 2020). Außerdem werden der Entwicklungsstand von Wasserstofftechnologien und das Bestehen von Infrastrukturen und Unternehmenskooperationen als Faktoren genannt (Westphal et al., 2020).

Aufgrund dessen, dass im Zeitraum bis 2030 wohl keine großen Mengen Wasserstoff importiert werden, ist das Potential des Exportlandes hinsichtlich des Volumens erst langfristig, bis 2050, das Hauptkriterium für eine Handelspartnerschaft im Bereich Wasserstoff (Jensterle et al., 2020). Zusätzlich zu den Kriterien die bereits bis 2030 angesetzt werden, sind dann auch mögliche Exportrestriktionen aufgrund von Eigenenergiebedarf und Flächenrestriktionen, die das Potential für die Erzeugung von erneuerbaren Energien beeinträchtigen könnten, maßgeblich. Indikatoren hierfür sind die Bevölkerungsdichte, geologische Faktoren, Landnutzungskosten und auch die Akzeptanz der Bevölkerung. Breitschopf et al. (2022) differenzieren in ihrer Studie zu Wasserstoff-Exportländern ebenfalls je nach Betrachtungshorizont. Unter langfristiger Perspektive wird die Gewichtung der Kriterien angepasst. Ähnlich zu Jensterle et al. (2020) werden natürliche Potentiale von erneuerbaren Energien mit fortschreitender Zeit stärker berücksichtigt.

Heinemann und Mendelevitch (2021) verweisen außerdem darauf, dass beim Import von Wasserstoff auch für verschiedenen Nachhaltigkeitsthemen Sorge getragen werden muss. Allen voran ist hier die Verfügbarkeit von Wasser zu nennen. Bei der Wasserstoff-Elektrolyse werden zur Herstellung von einem Kilogramm Wasserstoff (33,33 kWh) rund 9 Liter Wasser benötigt (World Bank, 2020). Aktuell werden Elektrolyseure ausschließlich mit Süßwasser betrieben, aber es wird bereits an Alternativen geforscht. Auch zur Reinigung von Photovoltaik- und Solaranlagen wird Süßwasser benötigt. Zudem werden große Solarkraftwerke teilweise mit Süßwasser gekühlt, können jedoch auf Luftkühlung umgestellt werden (KfW, 2021). In Regionen, die unter Knappheit von Grund- und Oberflächenwasservorkommen leiden, aber Zugang zu Meerwasser haben, sollten Meerwasserentsalzungsanlagen verwendet werden. Beim Betrieb dieser Anlagen entstehen jedoch andere negative Externalitäten. Marine und daran angrenzende Ökosysteme werden sowohl durch das Miteinziehen von Organismen einerseits, als auch durch Schadstoffe wie das Salzkonzentrat im entstehenden Abwasser andererseits beschädigt (Thomann et al., 2022). Hinsichtlich der benötigten erneuerbaren Energien muss abgewogen werden, ob diese nicht eher zur lokalen Versorgung und Dekarbonisierung des Energiesystems in Produktionsländern genutzt werden sollten (Heinemann & Mendelevitch, 2021). Anlagen zur Erzeugung von grünem Strom brauchen außerdem Landflächen. Die

dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH) schätzt den Landbedarf für Photovoltaikanlagen auf 20 m²/kW (Deutsche Energie-Agentur GmbH [dena], 2018). Onshore-Windkraftanlagen benötigen schätzungsweise 48 m²/kW (Enevoldsen & Jacobson, 2021). Dabei können neben direkten monetären Kosten und Opportunitätskosten auch nicht-monetäre Kosten entstehen. Dazu gehört beispielsweise der mögliche Verlust von Biodiversität (Heinemann & Mendelevitch, 2021). Auch Hebling et al. (2019) betonen die Bedeutung von Nachhaltigkeitsfaktoren. Breitschopf et al. (2022) machen Nachhaltigkeitskriterien mit einem „Triple-Bottom-Line“-Ansatz⁴ sogar zum zentralen Punkt ihrer Studie und analysieren das Potential möglicher Exportländer unter anderem anhand Kriterien abgeleitet aus dem Paris Agreement und der Agenda 2030 für nachhaltige Entwicklung (Sustainable Development Goals). Abbildung 2 bietet eine Zusammenfassung der hier erörterten Kriterien.

Abbildung 2: Zusammenfassung der Kriterien



Quelle: eigene Darstellung

4 Mögliche Partnerländer

In der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) ist vorgesehen, die Zusammenarbeit mit anderen EU-Mitgliedsstaaten im Bereich Wasserstoff zu intensivieren. Im Fokus stehen dabei die Nord- und Ostseeanrainer sowie die südeuropäischen Länder (NWS, 2022). Entsprechend wird in diesem Kapitel zuerst das Exportpotential für grünen Wasserstoff von ausgewählten Lieferländern innerhalb der

⁴ Der „Tripple-Bottom-Line“ Ansatz, in der Literatur auch als „Drei-Säulen-Modell“ bekannt, definiert ein Unternehmen als nachhaltig, sofern es seine Ziele auf ökonomischer, ökologischer und sozialer Ebene gleichsam definiert (Handelszeitung, 2019).

Europäischen Union und des Vereinigten Königreichs (UK) analysiert. Anschließend wird auf mögliche Partnerschaften mit Nicht-EU-Staaten eingegangen, da die NWS auch globale Kooperationen anstrebt und Deutschland bereits mehrere Energie- und Wasserstoffpartnerschaften außerhalb der EU unterhält (BMWK, 2022).

Tabelle 1 gibt eine Übersicht über die Produktionskosten bzw. Grenzüberschrittspreise nach Land oder Ländergruppe, die für die Analyse herangezogen wurden.

Tabelle 1: Übersicht der geschätzten Kosten nach potentiellen Produktionsländern für 2030 und 2050

2030

Land	Produktionskosten (niedrigste Schätzung) in Eurocent/kWh	Produktionskosten (höchste Schätzung) in Eurocent/kWh	Produktionskosten (Mittelwert) in Eurocent/kWh	Grenzüberschrittspreis (niedrigste Schätzung) in Eurocent/kWh	Grenzüberschrittspreis (höchste Schätzung) in Eurocent/kWh	Grenzüberschrittspreis (Mittelwert) in Eurocent/kWh	Quelle
Deutschland	11,00	19,00	16,00				Kost et al., 2018; Merten et al., 2020
Nordafrika	8,00	19,60					Merten et al., 2020
Spanien	3,72	7,80	4,50	6,00	12,96		Agora und AFRY, 2021; OGE, 2021; Schulte et al. (2020)
Niederlande			4,95	6,60	19,50	6,60	Agora und AFRY, 2021; FCH, 2020
UK (2025)	10,60	10,90					CCC, 2018
Australien						13,32	Jensterle et al., 2020
Chile			3,22			13,22	Jensterle et al., 2020
Marokko				7,74	13,70		Jensterle et al., 2020; Merten et al., 2020
Norwegen				4,97	12,70		Jensterle et al., 2020; Merten et al., 2020
VAE						12,49	Jensterle et al., 2020
Namibia	4,50	6,00	4,43			14,43	Jensterle et al., 2020; BMBF / Weltbank, 2020

2050

Land	Produktionskosten (niedrigste Schätzung) in Eurocent/kWh	Produktionskosten (höchste Schätzung) in Eurocent/kWh	Produktionskosten (Mittelwert) in Eurocent/kWh	Grenzüberschrittspreis (niedrigste Schätzung) in Eurocent/kWh	Grenzüberschrittspreis (höchste Schätzung) in Eurocent/kWh	Grenzüberschrittspreis (Mittelwert) in Eurocent/kWh	Quelle
Deutschland	7,00	15,00	12,00				Kost et al., 2018; Merten et al., 2020
Nordafrika	4,50	13,80					Merten et al., 2020
Spanien	2,43	4,50		4,20	8,22		Schulte et al. 2020; Agora und AFRY, 2021; Hampp et al., 2021;
Niederlande			3,69	5,34	7,70		Agora und AFRY, 2021; Stiftung Arbeit und Umwelt, 2021
UK	8,60	8,90					CCC, 2018
Australien			5,00				Breitschopf et al., 2022
Chile			2,00				Breitschopf et al., 2022

Quelle: eigene Darstellung

4.1 EU-Mitglieder und UK (ehemals EU-28)

Im Green Deal der EU wurde sauberer Wasserstoff als Schlüsseltechnologie zum Erreichen der Treibhausgasneutralität identifiziert. Die EU-Kommission hat 2020 schließlich eine eigene Wasserstoffstrategie vorgelegt. Bis 2030 soll demnach ein offener und wettbewerbsfähiger EU-Markt

für sauberen Wasserstoff geschaffen werden (Europäische Kommission, 2020). Das technisch-natürliche Potential zur Produktion von erneuerbarem Strom und grünen Wasserstoff wären laut Kakoulaki et al. (2021) in der EU und UK in ausreichendem Maße vorhanden, um sowohl den aktuellen Strombedarf als auch den zusätzlichen Wasserstoffbedarf autark zu decken. Es muss jedoch auch auf EU-Ebene damit gerechnet werden, dass die Potentiale aus Akzeptanz- und Wirtschaftlichkeitsgründen gegebenenfalls nicht voll ausgeschöpft werden.

Für eine stärkere energiewirtschaftliche Unabhängigkeit müssten große Wasserstoffmengen zwischen den Mitgliedsstaaten gehandelt werden. Dazu würden die entsprechende Infrastruktur, harmonisierte Normen und Regularien benötigt (Nuñez-Jimenez und De Blasio, 2022). Zum Ausbau der Infrastruktur wurde 2020 die Initiative für einen Europäischen Wasserstoff Backbone gegründet. Inzwischen umfasst die Initiative 31 Fernnetzbetreiber aus 25 EU-Staaten⁵ sowie Norwegen, dem Vereinigte Königreich und der Schweiz. Gemeinsam wollen sie ein Leitungsnetz für den Import und die Verteilung von Wasserstoff in Europa aufbauen. Bis 2030 ist die Realisierung eines ca. 28.000 km umfassenden Leitungsnetzes geplant. Bis 2040 soll das Leitungsnetz auf fast 53.000 km anwachsen (van Rossum et al., 2022). Zur Schaffung harmonisierter Normen und Regularien hat die EU-Kommission im Mai 2022 einen delegierten Rechtsakt für erneuerbaren Wasserstoff in die öffentliche Konsultation gegeben. Darin sollen die Vorgaben für die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff festgelegt werden (DIHK, 2022). Insgesamt kann das Interesse von Politik und Wirtschaft am Aufbau einer wasserstoffbasierten Wertschöpfungskette in der EU somit als sehr hoch eingestuft werden.

Die sozio-institutionellen Rahmenbedingungen fallen für die EU-Mitglieder und UK ebenfalls sehr günstig aus. Die politische Stabilität kann als hoch und die Verwicklung in interne und externe Konflikte als niedrig eingestuft werden. Im Index „Political Stability and Absence of Violence/Terrorism“ der World Bank (2021) haben alle EU-Mitgliedsstaaten und UK 2020 überdurchschnittliche Werte erreicht. Auch im Ranking von Breitschopf et al. (2022) liegen die EU-Mitgliedsstaaten und UK im oberen Mittelfeld bei der Bewertung des institutionellen Umfelds. Wirtschaftlich sind die Mitgliedsstaaten eng miteinander verbunden. So finden rund zwei Drittel des Handels der EU-Mitgliedsländer innerhalb des gemeinsamen Binnenmarktes statt (Auswärtiges Amt, 2020). Über 50 Prozent der deutschen Ausfuhren gehen in EU-Mitgliedsländer und über 60 Prozent der deutschen Einfuhren kommen aus EU-Mitgliedsländern (Europäische Union, 2022). Das Vereinigte Königreich zählte 2021 auch nach dem „Brexit“ weiterhin zu den zehn wichtigsten Handelspartnern Deutschlands (Destatis, 2022). Der politisch-ökonomische Rahmen der EU-Mitglieder und UK ist entsprechend vorteilhaft. Für die längere

⁵ Nicht beteiligt sind die beiden Inselstaaten Malta und Zypern.

Frist ist also entscheidend, wie die Herstellungspotentiale für grünen Wasserstoff in den einzelnen Mitgliedsstaaten und UK ausfallen.

Anhand der technisch-natürlichen Bedingungen zählen Portugal und Spanien zu den Lieferländern mit den größten Potentialen, um grünen Wasserstoff bereits kurz- bis mittelfristig nach Deutschland liefern zu können (Breitschopf et al., 2022). Zusätzliche EU-Länder, deren natürlichen Ressourcen es auch in der längeren Frist erlauben würden, Wasserstoff für den Export zu produzieren, sind Frankreich, Irland, Finnland und die Baltischen Staaten. Die Produktionskosten in diesen Ländern werden von Nuñez-Jimenez und De Blasio (2022) zwischen 7,36 und 12,00 Eurocent/kWh beziffert.

Die Niederlande und Belgien zählen mit den Häfen Rotterdam und Antwerpen hingegen zu potentiell wichtigen Umschlagsplätzen für den Import von grünem Wasserstoff per Schiff (The European Files, 2021). Auch Italien könnte eine wichtige Rolle im Transithandel spielen. Im Rahmen des Europäischen Wasserstoff Backbone ist ein Pipelinekorridor angedacht, der günstigen grünen Wasserstoff aus Algerien und Tunesien über Italien nach Zentraleuropa transportiert. Zusätzlich könnte Wasserstoff, der in Süditalien mittels Solar- und Windenergie hergestellt wird, eingespeist und zur Dekarbonisierung der Industrien entlang der Transitroute verwendet werden (van Rossum et al., 2022). Dieser dürfte jedoch nicht ausreichen, um den eigenen Bedarf an grünem Wasserstoff zu decken, sodass auch Italien selbst auf Wasserstoffimporte angewiesen sein wird (Nuñez-Jimenez und De Blasio, 2022).

In diesem Kapitel wird näher auf die möglichen Partnerschaften mit den Exportländern der iberischen Halbinsel eingegangen sowie auf die Zusammenarbeit mit den benachbarten Wasserstoff-Hub Niederlande. Auch das Vereinigte Königreich wird hier berücksichtigt.

4.1.1 Iberische Halbinsel

Mit der iberischen Halbinsel befindet sich eine Region in Europa, welche sich durch ein enormes Potential an Stromgewinnung aus Solar- und Windkraft auszeichnet (Egenolf-Jonkmanns et al., 2021; Lenivova, 2022). Besonders Spanien ist aufgrund seines europaweit höchsten Potentials an erneuerbaren Energien hervorzuheben (Kakoulaki et al., 2021). Spanien und Portugal sind sich diesem Vorteil in der Produktion grünen Wasserstoffs bewusst und veröffentlichten 2020 jeweils nationale Wasserstoffstrategien (Gabinete Do Ministro Do Ambiente E Da Ação Climática, 2020; Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020). Zwar besteht weder zwischen Spanien, noch Portugal eine Wasserstoffpartnerschaft mit Deutschland, jedoch existiert eine Absichtserklärung zwischen Portugal und den Niederlanden bezüglich des Wasserstoffimports nach Rotterdam (Energate GmbH, 2020). Hierdurch wäre auch ein Weitertransport nach Deutschland vorstellbar, was eine diesbezüglich beauftragte Machbarkeitsstudie suggeriert (Chemie Technik, 2021). Die erste Deutsch-

Spanische Fachkonferenz für grünen Wasserstoff weist zudem auf eine vorhandene Kooperationsbereitschaft von deutschen und spanischen Akteuren hin (Wasmeier, 2022).

4.1.1.1 Perspektive 2030

Spanien und Portugal erscheinen aus deutscher Sicht aufgrund ihrer geografischen Nähe als besonders attraktive potentielle Lieferländer. Die kurze räumliche Distanz wirkt sich auch auf die Importkosten aus, die zustande kämen, sollte Deutschland grünen Wasserstoff von der iberischen Halbinsel beziehen. Schulte et al. (2020) berechnen für 2030 einen Produktionspreis⁶ Spaniens von rund 5,70 bzw. 7,80 Eurocent/kWh bei einer Wasserstofferzeugung mittels PV-Strom. Ein Import über umgewidmete Erdgaspipelines entspräche dann einem (Grenzübergangs)preis zwischen ca. 6,00 Eurocent/kWh ca. 8,10 Eurocent/kWh. Beim Neubau von Wasserstoffpipelines fallen hingegen (Grenzübergangs)preise von rund 7,80 bzw. 10,20 Eurocent/kWh an. Im internationalen Vergleich stellt sich Spanien damit nach Schulte et al. (2020) aus deutscher Sicht als kostengünstigstes Lieferland für grünen Wasserstoff heraus. Dem widersprechen Berechnungen, nach denen aus Spanien nach Hessen importierter grüner Wasserstoff 2030 zwischen 9,21 und 12,96 Eurocent/kWh kosten würde (Agora Energiewende & AFRY Management Consulting, 2021). Im Szenario des geringeren Importpreises wird von einer drastischen Reduktion der Elektrolyseurproduktionskosten ausgegangen, weshalb sich beide Preise lediglich in ihren Wasserstoffproduktionskosten unterscheiden (3,72 bzw. 7,47 Eurocent/kWh). Die Transportkosten sind mit 5,01 Eurocent/kWh, die Lagerkosten mit 0,48 Eurocent/kWh bemessen. Allerdings schätzen Egenolf-Jonkmanns et al. (2021) einen spanischen Wasserstoffexport aufgrund eines hohen Eigenbedarfs kurzfristig als unrealistisch ein. Zudem wird die in Spanien herrschende Wasserknappheit und daraus resultierende Wassernutzungskonkurrenz als problematisch für die Produktion grünen Wasserstoffs angesehen.

Bezüglich des Transports besteht noch ein großer Ausbaubedarf an Pipelineverbindungen auf dem Weg von Spanien nach Deutschland. Besonders zwischen Spanien und Frankreich fehlt die entsprechende Infrastruktur (Egenolf-Jonkmanns et al., 2021), welche mit dem Europäischen Wasserstoff Backbone jedoch ausgebaut werden soll. Die Pläne beinhalten hierbei auch einen Versorgungskorridor, welcher 2030 unter anderem den Wasserstofftransport von der iberischen Halbinsel bis nach Deutschland ermöglichen würde (Guidehouse, 2022).

⁶ Bei den im Diskussionspapier angegebenen Preisen für Wasserstoff handelt es sich um die jeweiligen nominalen Produktionskosten, die in verschiedenen Studien berechnet wurden. Die Grenzübergangspreise enthalten zusätzliche Kosten für den Transport von gasförmigem oder verflüssigtem Wasserstoff. Weder die Preise zu Produktionskosten noch die Grenzübergangspreise enthalten Annahmen zu Gewinnaufschlägen, Zöllen oder Steuern und sind somit vielmehr als Vergleichswerte anstatt tatsächlicher zukünftiger Preise zu interpretieren.

Im Jahr 2021 betrug der Anteil erneuerbarer Energien am gewonnenen Strom Spaniens rund 46 Prozent (Ritchie, Roser & Rosado, 2020). Wie in den Jahren zuvor stellte Erdgas mit 26 Prozent zwar den höchsten Anteil an der Stromgewinnung dar, jedoch erreichten erneuerbare Energien ihren bisherigen Höchstwert. Der spanische Strommarkt wird von Egenolf-Jonkmanns et al. (2021) als liberal eingeschätzt, da staatliche Unternehmen ihn nicht dominieren und der Staat Kleinerzeuger in ihrer dezentralen (grünen) Stromerzeugung unterstützt.

Neben dem Ziel bis 2030 Elektrolyseure mit einer Gesamtleistung von vier Gigawatt zu installieren, lassen sich wenige konkrete Ziele zur Erreichung einer Wasserstoffwirtschaft in der spanischen Wasserstoffstrategie ausmachen (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020). Im Zeitraum von 2020 bis 2030 werden Investitionen in Höhe von 8,9 Milliarden Euro vorgesehen. Zudem soll die Strategie alle drei Jahre aktualisiert werden. Merklich ambitioniertere Ziele werden dagegen im HyDeal-Ambition-Konzept formuliert (OGE, 2021). Demnach soll Spanien bis 2030 über Elektrolyseure mit einer Gesamtleistung von 67 Gigawatt sowie eine Solarstromkapazität von 95 Gigawatt verfügen. Weiterhin möchten die Teilnehmer der Initiative bis 2030 grünen Wasserstoff für einen Preis von 4,50 Eurocent/kWh europaweit zur Verfügung zu stellen.

Die Stromerzeugung Portugals im Jahr 2021 ähnelt dem spanischen Strommix was die Bedeutung von Erdgas betrifft. Es macht mit rund 32 Prozent den höchsten Anteil aus (Ritchie, Roser & Rosado, 2020). Allerdings ist der Anteil erneuerbarer Energien mit rund 63 Prozent in Portugal merklich höher und erreichte 2021 ebenso wie in Spanien seinen bisherigen Höchstwert.

Hinsichtlich finanzieller Unterstützung für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft sieht die nationale Wasserstoffstrategie Portugals Investitionen zwischen sieben und neun Milliarden Euro sowie die Installation von Elektrolyseuren mit einer Gesamtleistung von zwei Gigawatt bis 2030 vor (Gabinete Do Ministro Do Ambiente E Da Ação Climática, 2020; IEA, 2021). Als portugiesisches Zentrum des grünen Wasserstoffs ist der Ort Sines auserkoren, wo bis 2030 mit Hilfe von Sonnen- und Windenergie Elektrolyseure mit einer Mindestkapazität von einem Gigawatt arbeiten sollen (Gabinete Do Ministro Do Ambiente E Da Ação Climática, 2020). Für selbiges Jahr wird des Weiteren eine fünfprozentige Beteiligung von Wasserstoff am Endenergieverbrauch angestrebt (Gabinete Do Ministro Do Ambiente E Da Ação Climática, 2020; IEA, 2021).

Auf eine tragende Rolle der iberischen Halbinsel als Zulieferland Deutschlands lassen auch die Ergebnisse einer Wasserstoff-Expert*innen-Umfrage schließen (acatech & DECHEMA, 2022). Hier wurde Spanien mit 59 Prozent, vor Portugal mit 47 Prozent, als mindestens eher wichtiger Import-Kooperationspartner für das Jahr 2030 benannt.

4.1.1.2 Perspektive 2050

Schulte et al. (2020) gehen von einer fortschreitenden Importkostenreduktion aus. Die Produktionskosten von grünem Wasserstoff in Spanien fallen im Jahr 2050 folglich auf ca. 3 Eurocent/kWh, bzw. 4,5 Eurocent/kWh. Hieraus ergäben sich für Deutschland Importkosten zwischen rund 5,10 Eurocent/kWh und rund 7,20 Eurocent/kWh. Zu einem ähnlichen Schluss gelangen Hamppe et al. (2021) hinsichtlich Lieferungen von grünem Wasserstoff per Pipeline von Spanien nach Deutschland. Die Autoren erwarteten dabei Kosten zwischen 4,20 und 4,80 Eurocent/kWh. Agora Energiewende und AFRY Management Consulting (2021) hingegen gehen wie bereits für 2030 von höheren Importkosten aus. Diese betragen demnach zwischen 6,33 und 8,22 Eurocent/kWh für den Import nach Hessen. Erneut wird im Szenario des geringeren Importpreises von einer drastischen Elektrolyseurproduktionskostenreduktion ausgegangen, weshalb sich beide Preise lediglich in ihren Wasserstoffproduktionskosten unterscheiden (2,43 bzw. 4,32 Eurocent/kWh). Die Transportkosten betragen 3,42 Eurocent/kWh, die Lagerkosten wie bereits 2030 0,48 Eurocent/kWh.

Die spanische Wasserstoffstrategie enthält den Plan, die heimische Industrie bis 2050 klimaneutral zu gestalten sowie sämtlichen Strom aus erneuerbaren Energien zu beziehen (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020). Zur Elektrolysekapazität ist für 2050 kein konkretes Ziel formuliert. Portugal hingegen strebt über die Klimaneutralität bis 2050 hinaus eine Leistung von 5 Gigawatt durch installierte Elektrolyseure an (Gabinete Do Ministro Do Ambiente E Da Ação Climática, 2020; IEA, 2021). Nuñez-Jimenez und Blasio (2022) berechnen für 2050 die Potentiale von grünem Wasserstoff für verschiedene Länder. Dabei wird für Spanien eine Produktion von über 20 Tonnen grünen Wasserstoffs pro Jahr erwartet, wohingegen für Portugal von Produktionskapazitäten um die 10 Tonnen pro Jahr ausgegangen wird.

Egenolf-Jonkmanns et al. (2021) merken an, dass Spaniens angestrebte Zukunft als führender Produzent und Exporteur innerhalb Europas (Kakoulaki et al., 2021) erst langfristig realisiert werden könnte. Zunächst würde der eigene Wasserstoffbedarf priorisiert, bevor Produktionsüberkapazitäten einen erweiterten Export erlauben. Der Eigenbedarf sei aufgrund der heimischen Stahl- und Chemieindustrie besonders hoch (Egenolf-Jonkmanns et al., 2021). Langfristig könnte Spanien zudem als Verbindungsland zu Marokko und weiteren nordafrikanische Staaten an Bedeutung gewinnen, um einen Pipelinetransport von grünem Wasserstoff aus besagten Ländern nach Europa zu ermöglichen (Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE, 2021).

Spanien und Portugal werden auch für das Jahr 2050 wichtige Rollen als Zulieferländer Deutschlands prognostiziert (acatech & DECHEMA, 2022). 56 Prozent der befragten Stakeholder*innen bewerten Spanien als mindestens eher wichtigen Kooperationspartner. 45 Prozent messen Portugal eine solche Bedeutung bei. Basierend auf einer multikriteriellen Auswertung verschiedener Indikatoren sowie

Expertengesprächen sehen Breitschopf et al. (2022) sowohl Spanien als auch Portugal unter den sieben am besten geeigneten Exportländern.

4.1.2 Niederlande

Im April 2020 veröffentlichte die niederländische Regierung eine nationale Wasserstoffstrategie (Government of the Netherlands, 2020). Diese sieht für das Hochfahren der Produktion von grünem Wasserstoff jährlich Investitionen in Höhe von 35 Millionen Euro vor. Jedoch ist der nationalen Wasserstoffstrategie auch zu entnehmen, dass sich die Niederlande zukünftig nicht als Exportland sehen, da andere selbsterklärte zukünftige Exportländer über bessere Produktionsbedingungen (i.e., größeres Potential an erneuerbaren Energien) verfügen (Albrecht et al., 2020; Government of the Netherlands, 2020).

4.1.2.1 Perspektive 2030

Angesichts der geringen Transportkosten von grünem Wasserstoff aus den Niederlanden nach Deutschland, wäre ein Import aus deutscher Perspektive äußerst attraktiv (Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE, 2021). Agora Energiewende und AFRY Management Consulting (2021) zufolge kostete aus den Niederlanden nach Hessen importierter grüner Wasserstoff 2030 rund 6,60 Eurocent/kWh. Bis zu diesem Jahr wird von einer drastischen Kostenreduktion in der Elektrolyseurproduktion ausgegangen. Der Preis setzt sich aus Produktionskosten in Höhe von 4,95 Eurocent/kWh, 0,66 Transport- sowie 0,99 Eurocent/kWh Lagerkosten zusammen. Andere Berechnungen hingegen ergeben für 2030 einen Grenzübergangspreis von 12,90 Eurocent/kWh (Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE, 2021), bzw. zwischen 16,50 und 19,50 Eurocent/kWh (FCH, 2020).

In den Niederlanden betrug der Anteil erneuerbarer Energien am gewonnenen Strom im Jahr 2021 rund 34 Prozent, was den bisherigen Höchstwert darstellt (Ritchie, Roser & Rosado, 2020). Erdgas macht mit fast 46 Prozent weiterhin den höchsten Anteil aus. Um als wichtiges Lieferland für Deutschland infrage zu kommen, würde bis 2030 eine äußerst starke Steigerung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien benötigt werden. Die Wahrscheinlichkeit einer derartigen Steigerung schätzen Egenolf-Jonkmans et al. (2021) als gering ein. Als realistisch erachten die Autor*innen hingegen die Rolle der Niederlande als wichtige Zwischenstation für den Import von grünem Wasserstoff aus entfernteren Ländern. Ebenso wird die Funktion der Niederlande als Drehscheibe für grünen Wasserstoff explizit in der nationalen Wasserstoffstrategie erwähnt (Government of the Netherlands, 2020). Besonders die Bedeutung des Hafens von Rotterdam wird diesbezüglich betont. Ein Weitertransport von maritim importiertem Wasserstoff nach u.a. Deutschland soll ermöglicht werden. Breitschopf et al. (2022) bemerken zudem, dass die Niederlande über gute wirtschaftliche Bedingungen verfügt und vor allem ausreichend Fachwissen zum Thema Wasserstoff vorhanden ist.

4.1.2.2 Perspektive 2050

Im Jahre 2050 erwarten Agora Energiewende und AFRY Management Consulting (2021) einen Grenzübergangspreis von grünem Wasserstoff, der in den Niederlanden produziert wurde, in Höhe von 5,34 Eurocent/kWh. Dieser setzt sich aus 3,69 Eurocent/kWh Gestehungs-, sowie im Vergleich zu 2030 unveränderten Transport- und Lagerkosten (0,66 bzw. 0,99 Eurocent/kWh) zusammen. Die Annahme einer starken Elektrolyseurproduktionskostenreduktion besteht auch für 2050. Wie bereits für 2030 prognostiziert die Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE (2021) höhere Kosten für den Import von grünem Wasserstoff aus den Niederlanden nach Deutschland. Demnach betrage der Grenzübergangspreis 7,70 Eurocent/kWh.

Sowohl Brunner et al. (2022) als auch Egenolf-Jonkmans et al. (2021) betonen das niederländische Potential der Offshore-Windenergie, welche allerdings zu höheren Stromgestehungskosten als Onshore-Windenergie führt (Egenolf-Jonkmans et al., 2021). Die Nutzung letzterer bietet sich in den Niederlanden aufgrund eines vergleichsweise geringen Flächenpotentials weniger an.

Gegen einen niederländischen Export von grünem Wasserstoff spricht des Weiteren ein relativ hoher Eigenbedarf. Dieser wird von Albrecht et al. (2020) im Jahr 2050 auf 94 bis 215 TWh pro Jahr geschätzt, was unweit vom Bedarf Deutschlands im selben Jahr (110 – 380 TWh/a), entfernt ist.

Ob als Lieferland oder anderweitiger Kooperationspartner: eine langfristige deutsche Wasserstoffkooperation mit den Niederlanden erscheint auch angesichts bereits geplanter Wasserstoffprojekte (e.g., Gasunie, 2022; RH2INE, 2022) als wahrscheinlich. So handelt es sich etwa beim „Rhine Hydrogen Integration Network of Excellence“ (RH₂INE) um einen gemeinsamen Versuch des Wirtschaftsministeriums Nordrhein-Westfalens und der Provinz Südholland eine Wasserstofftransportinfrastruktur entlang des Rheins aufzubauen.

4.1.3 Vereinigtes Königreich Großbritannien

Aufgrund des Potentials grünen Wasserstoff mittels Offshore-Winderzeugung herstellen zu können, erachten Westphal et al. (2020) Großbritannien, neben Norwegen, als Kooperationspartner „erste[r] Wahl für die EU“ (Westphal et al., 2020, S. 5). Das Vereinigte Königreich (UK) betreibt derzeit weltweit den größten Offshore-Windpark (Office for National Statistics, 2021) und erzeugte damit im Jahr 2020 Strom in Höhe von 40,7 TWh. Zusammen mit der Stromerzeugung aus Onshore-Windanlagen machte die gesamte Stromerzeugung aus Windanlagen, mit 75,4 TWh im Jahr 2020, etwa 24 Prozent der Gesamtstromerzeugung (312 TWh) aus. Der Anteil aller erneuerbarer Energien am gewonnenen Strom UKs belief sich im Jahr 2020, mit 132,6 TWh, auf etwa 43 Prozent (BEIS, 2021b). Mit diesen Voraussetzungen hat das Vereinigte Königreich im August 2021 seine erste Wasserstoffstrategie veröffentlicht (HM Government, 2021). Sie dient als Beitrag zu den Dekarbonisierungsbemühungen,

die bereits 2020 im Rahmen des „Zehn Punkte Plans für eine grüne industrielle Revolution“ von der britischen Regierung angekündigt wurde (HM Government, 2020). Die Wasserstoffstrategie umfasst die beabsichtigten Schritte des Vereinten Königreichs, um - mit einem Investitionsaufkommen von 4 Milliarden Pfund Sterling bis 2030 - die notwendige Infrastruktur für einen nationalen Wasserstoffmarkt zu schaffen. Dabei setzt die Regierung auf einen Hochlauf der Kapazitäten von kohlenstoffarmer Wasserstofferzeugung; Sowohl von elektrolytisch "grünem", als auch von CCUS⁷-gestütztem "blauen" Wasserstoff. Neben der Industrie, als einer der vorrangigen Bereiche für die Nutzung von Wasserstoff, wird erwartet, dass Wasserstoff auch im Energie- und Verkehrssektor eine wichtige Rolle spielen wird und ebenfalls für die Beheizung von Gebäuden relevant werden könnte (e.g., Bloomberg, 2021). Die Regierung konzentriert sich zwar in erster Linie auf die Inlandsnachfrage, erwartet jedoch, dass das Vereinigte Königreich ein aktiver Akteur auf dem globalen Wasserstoffmarkt mit entsprechenden Export- und Importkapazitäten werden wird (Albrecht et al., 2020).

4.1.3.1 Perspektive 2030

Aktuell produziert das Vereinigte Königreich etwa 700.000 Tonnen (ca. 27 TWh⁸) Wasserstoff pro Jahr, wobei lediglich vier Prozent davon mittels Elektrolyse hergestellt werden (EINA, 2019). Wenn die gesamte Wasserstoffproduktion der Stromerzeugung zukommen würde, könnte die UK damit gerade einmal etwa zwei Prozent ihres Primärenergiebedarfs abdecken. Wie bereits im „Zehn-Punkte-Plan des Premierministers für eine grüne industrielle Revolution“ dargelegt, strebt das Vereinte Königreich in Zusammenarbeit mit der Industrie in ihrer Wasserstoffstrategie bis 2030 eine Produktionskapazität von fünf GW kohlenstoffarmen Wasserstoffs an (HM Government, 2021).

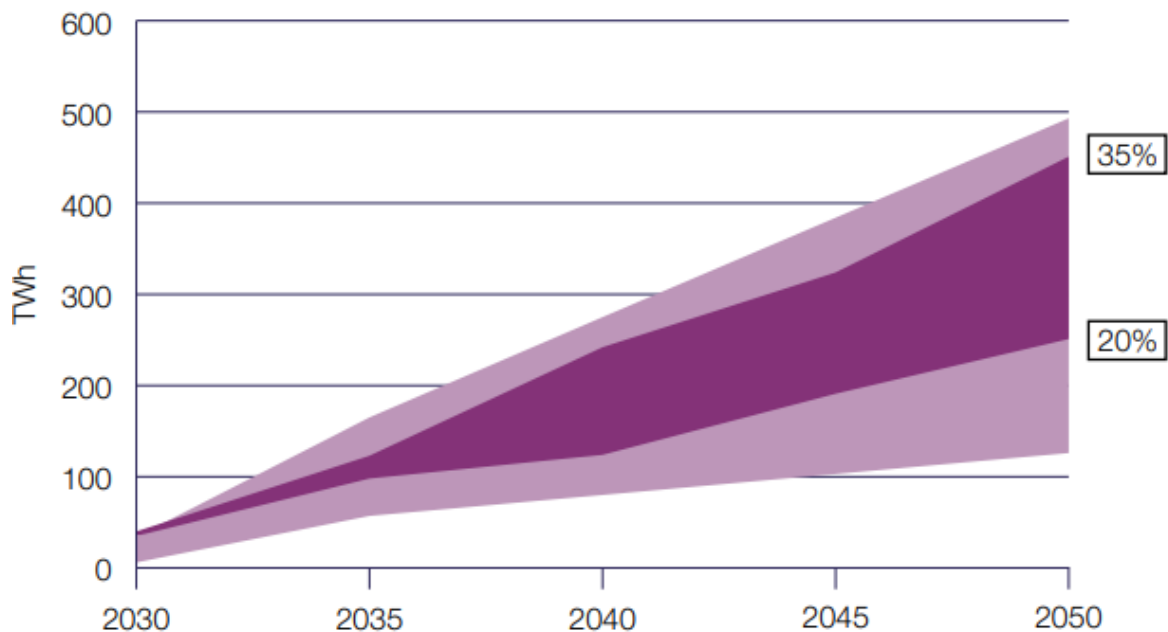
Insbesondere wenn es um die Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse geht, so beschränke der „Energy Innovation Needs Assessment“ (EINA) zufolge die für die UK relativ geringe Größe des Exportmarktes jedoch den Markthochlauf und demzufolge die Herstellung von grünem Wasserstoff. Somit sei man an dieser Stelle auf staatliche Unterstützungen angewiesen (EINA, 2019). Ähnlich schätzt das „Committee on Climate Change“ (CCC) den Einsatz von Elektrolyseuren zur Aufnahme überschüssiger kohlenstoffarmer Stromerzeugung als eine nützliche Form der Flexibilität des Elektrizitätssystems ein und geht von einem eher geringen Umfang dieser Möglichkeit im Kontext des gesamten Energiesystems aus (CCC, 2018). Für das Jahr 2025 beziffert das CCC die Kosten für die Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse auf etwa 10,60 – 10,90 Eurocent/kWh, wobei den Stromkosten dabei der größte Anteil zukommt.

⁷ Carbon capture, usage and storage (CCUS).

⁸ Bzw. ca. 23 TWh bei einem Umrechnungsfaktor von 33,33 kWh/kg.

4.1.3.2 Perspektive 2050

Abbildung 3: Wasserstoffnachfrage UK & Anteil am Gesamtenergieverbrauch (2050)



% = Anteil des Wasserstoffs am Gesamtenergieverbrauch im Jahr 2050

Quelle: HM Government (2021)

Die CB6⁹-Folgenabschätzung des BEIS (Department for Business, Energy and Industrial Strategy) legt nahe, dass im Jahr 2050 etwa 250-460 TWh Wasserstoff benötigt werden könnten, was 20 Prozent bis 35 Prozent des britischen Endenergieverbrauchs ausmachen würde (BEIS, 2021a). Hierbei ist jedoch zu beachten, dass es sich nicht lediglich um grünen Wasserstoff, sondern um einen Energiemix handelt, der sich zu 20 Prozent bis 45 Prozent aus Biomassevergasung mit CSS, zu 5 Prozent bis 75 Prozent aus Methandampfreformierung mit CSS und zu 5 Prozent bis 50 Prozent Elektrolyse zusammensetzt. Auch bis zum Jahr 2040 schätzt das CCC den Einsatz von Elektrolyseuren zur Aufnahme überschüssiger kohlenstoffarmer Stromerzeugung gering ein (CCC, 2018). Obwohl das CCC von einer Kostenreduktion von zwei Eurocent/kWh grünem Wasserstoff im Vergleich zum Jahr 2030 ausgeht, sei die Herstellung von grünem Wasserstoff in großem Stil aufgrund des niedrigen Gesamtwirkungsgrads der Elektrolyse und des relativ hohen Preises für die Verwendung von Elektrizität als Input extrem schwierig. Es sei deshalb nicht mit einer Überschussproduktion an grünem Wasserstoff für den Export zu rechnen.

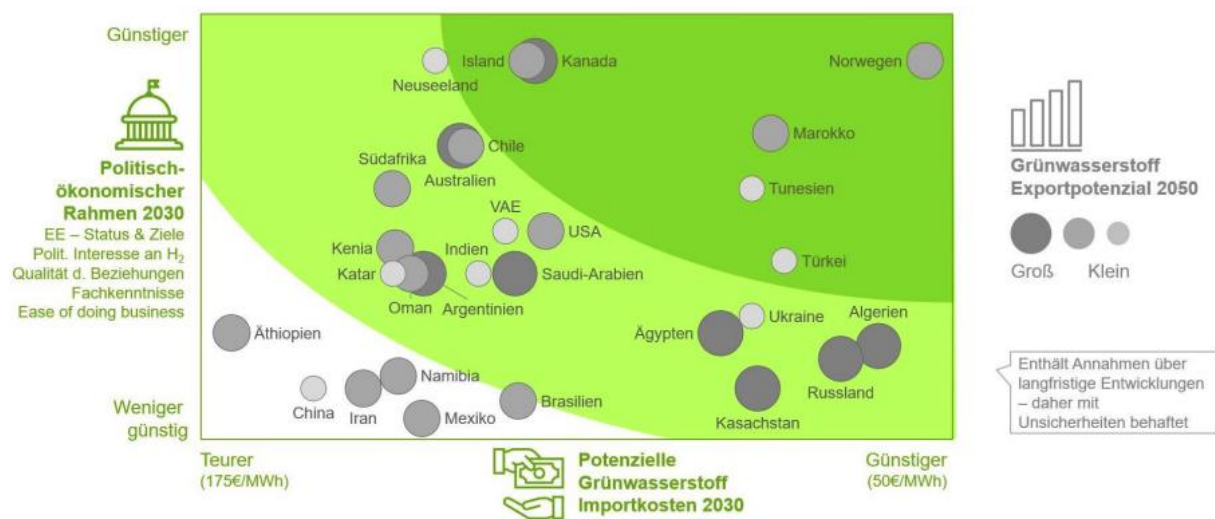
4.2 Nicht-EU-Mitglieder

Im Folgenden soll analysiert werden, welche Länder außerhalb der Europäischen Union und des Vereinigten Königreichs aufgrund der erläuterten Kriterien in Kapitel 3 als mögliche Partnerländer und Lieferanten von grünem Wasserstoff für Deutschland infrage kämen. Dazu zeigt die Abbildung 3 eine

⁹ CB6 - Folgenabschätzung für das sechste Kohlenstoffbudget („Impact Assessment for the sixth carbon budget“).

Gesamtklassifikation verschiedener Nicht-EU-Staaten, zum einen nach potentiellen Importkosten und politisch-ökonomischen Rahmenbedingungen jeweils zum Jahr 2030 und zum anderen nach dem gesamten Exportpotential zum Jahr 2050 anhand der Größe der abgebildeten Kreise. Besonders der politisch-ökonomische Rahmen ist hier ein wichtiges Zusatzkriterium, während für die EU-Mitgliedsstaaten und das Vereinigte Königreich bereits ein insgesamt günstiger Rahmen identifiziert wurde.

Abbildung 4: Importkosten für grünen Wasserstoff 2030, Politisch-ökonomischer Rahmen 2030, Exportpotential von grünem Wasserstoff 2050



Quelle: Jensterle et al. (2020)

Basierend auf dieser Abbildung und ihren Skalierungen sollen nun ausgewählte Staaten hinsichtlich ihres Potentials als Partner detaillierter betrachtet werden. Dazu werden die der Abbildung zugrundeliegenden quantitativen und qualitativen Daten der betreffenden Staaten in den Tabellen 2, 3 und 4 im Anhang ausgeführt. Konkret handelt es sich dabei mit Australien, Chile, Marokko, Norwegen, die Vereinigten Arabischen Emirate und Namibia um Staaten, die auch in der öffentlichen Diskussion im Fokus stehen, beziehungsweise mit denen bereits Verträge über Partnerschaften geschlossen wurden (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2021a, 2021b, 2022a, 2022b; Egenolf-Jonkmanns et al., 2021).

4.2.1 Australien

Im Jahr 2021 wurde eine Absichtserklärung zur Gründung eines „Germany Australia Hydrogen Accord“ unterzeichnet. Dabei soll es neben der gemeinsamen Forschung mittel- und langfristig auch um den Handel von Wasserstoff gehen, mit dem Bestreben die Klimaziele zu erreichen (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2021b). Im Zuge dessen, wurde auch bereits eine erste Machbarkeitsstudie durchgeführt (Daiyan et al., 2021). Insgesamt verfügt Australien, als einer der größten Energieexporteure weltweit, über gute Grundvoraussetzungen hinsichtlich Lieferketten und

Handelsbeziehungen um eine starke Rolle in einer weltweiten Wasserstoffwirtschaft zu spielen (Daiyan et al., 2021).

4.2.1.1 Perspektive 2030

Unter den hier betrachteten Ländern hat Australien, gemäß den Berechnungen von Jensterle et al. (2020) mit Daten von Terlouw et al. (2019), mit 13,32 Eurocent/kWh den zweithöchsten Grenzübergangspreis außerhalb der EU/UK, trotz eines niedrigen Kapitalkostensatzes (siehe Anhang, Tabelle 2). Dies ist vor allem der großen Entfernung und dem damit verbundenen Transport per Schiff geschuldet, welcher letztendlich über 75 Prozent des Grenzübergangspreis ausmacht. Merten et al. (2020) merken dazu an, dass sich die Kostenschätzungen von Jensterle et al. (2020) im Allgemeinen am unteren Ende der Bandbreite aus der Literatur befinden und schließen darüber hinaus, dass selbst bei diesen niedrigen Kosten ein Import aufgrund des aufwendigen Transports per Schiff nicht sinnvoll wäre. An dieser Stelle sei noch erwähnt, dass durchaus Potentiale für den Import anderer Power-to-X-Produkte gesehen wird (Merten et al., 2020). Letztendlich lassen sich somit aber auch bei einem Vergleich mit den geschätzten heimischen Produktionskosten von Kost et al. (2018) und Merten et al. (2020) keine klaren Aussagen über Kostenvorteile treffen.

Betrachtet man den politisch-ökonomischen Rahmen (siehe Tabelle 3), so wird klar, dass Australien gute Bedingungen bietet. Insbesondere die guten bilateralen Beziehungen, das hohe technische Bildungsniveau und ein im weltweiten Vergleich Top 15-Score im Ease of doing business Index indizieren, dass ein starkes und stabiles Rahmenwerk vorhanden wäre (Jensterle et al., 2020; World Bank, 2022b). Auch hat die australische Regierung bereits 2019 eine Nationale Wasserstoffstrategie veröffentlicht, die das Ziel beinhaltet Australien bis 2030 zu einem der größten globalen Wasserstofflieferanten zu machen. Neben der Produktion von grünem Wasserstoff soll jedoch auch CO₂-armer Wasserstoff aus Braunkohle und Erdgas mit Carbon Capture and Storage Verfahren hergestellt werden (COAG Energy Council, 2019). Die Gesamtbewertung von „Mittel“ für die Perspektive 2030, lässt sich daher vor allem auf die hohen Importkosten zurückführen, aber auch auf den Anteil von erneuerbaren Energien an der Primärenergie, welcher 2020 nur bei ca. 10 Prozent lag (siehe Anhang, Abbildung 5). Wobei jedoch bemerkt werden sollte, dass sich der Anteil seit 2010 mehr als verdoppelt hat, ebenso wie der Anteil an Strom, welcher durch erneuerbare Energien produziert wird, der 2021 bei über 29 Prozent lag (siehe Anhang, Abbildung 6). Hier sei allerdings erwähnt, dass, die im Mai 2022 gewählte australische Regierung unter Premierminister Anthony Albanese, die Klimaziele verschärft hat. So soll der CO₂-Ausstoß bis 2030 um 40 Prozent sinken (Tagesschau, 2022a). Dies würde auch Implikationen für den Ausbau erneuerbarer Energien bedeuten.

4.2.1.2 Perspektive 2050

Insgesamt hat Australien, unter den hier betrachteten Ländern, in der Klassifizierung von Jensterle et al. (2020) das höchste Exportpotential zum Jahr 2050 (siehe Anhang, Tabelle 4). Dies lässt sich durch die, auch im Vergleich mit weiteren Ländern, größten Flächen zur Erzeugung von Wasserstoff zu einem Preis von unter 6 Eurocent/kWh, erklären. Außerdem hat Australien ein Nettopotential zur Erzeugung von ca. 45 PWh/a an erneuerbarer Energie, was bei einer Kostenschwelle von 5 Eurocent/kWh das dritthöchste Potential der Welt bedeutet (Breitschopf et al., 2022). Hinzu kommen „niedrige“ Restriktionen in allen anderen von Jensterle et al. (2020) evaluierten Kriterien, sodass auch die Versorgung mit Wasser und Land sichergestellt werden kann. Auch von Breitschopf et al. (2022) werden die sozio-institutionellen Bedingungen, der wirtschaftliche Rahmen und die Infrastruktur als sehr gut bewertet. Unter anderem ist das langfristige Risiko für Kriege gering. Letztlich wird Australien sogar unter allen Ländern hinsichtlich der Gesamtperformance am höchsten eingestuft.

Um das große Potential einer Wasserstoff-Partnerschaft mit Australien zu realisieren, müssen allerdings zuerst die Fragen und Unsicherheiten rund um den Transport geklärt werden (Merten et al., 2020).

4.2.2 Chile

In Südamerika hat Chile in den vergangenen Jahren eine Pionierrolle eingenommen, was den Ausbau erneuerbarer Energien und den Klimaschutz angeht (Egenolf-Jonkmanns et al., 2021). Dahingehend untermauerte die Regierung Chiles ihre Ambitionen, auch weltweit beim Thema Wasserstoff eine führende Rolle einzunehmen, mit der Veröffentlichung einer nationalen Strategie für grünen Wasserstoff im Jahr 2020 (Ministerio de Energia, 2020). 2021 wurde mit Chile eine Absichtserklärung zur Gründung einer gemeinsamen Task-Force Wasserstoff unterzeichnet (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2021a).

4.2.2.1 Perspektive 2030

Mit 13,22 Eurocent/kWh hat Chile nach Australien den dritthöchsten Grenzübergangspreis außerhalb der EU/UK (siehe Anhang, Tabelle 2). Dabei machen auch hier die Transportkosten per Schiff den größten Teil aus. Der Produktionspreis ist mit 3,22 Eurocent/kWh trotz eines höheren Kapitalkostensatzes minimal geringer und wird auch im größeren internationalen Vergleich nicht unterboten (Jensterle et al., 2020). Egenolf-Jonkmanns et al. (2021) errechnen auf Grundlage vom Ministerio de Energia (2020) ähnliche Preise. Somit gilt auch hier, dass im Vergleich zur Produktion in Deutschland keine eindeutigen Aussagen hinsichtlich Kostenvorteile getroffen werden können.

Mit Blick auf die qualitativen Kriterien (siehe Anhang, Tabelle 3), lässt sich feststellen, dass auch Chile sehr gute Voraussetzungen bietet für eine Partnerschaft. Der Anteil der erneuerbaren Energien am

Primärenergiemix belief sich 2021 auf ca. 24 Prozent, am produzierten Strom auf ca. 43 Prozent (siehe Anhang, Abbildungen 5 und 6), was mit Blick auf die anderen Länder jedoch die Frage aufwirft, warum Jensterle et al. (2020) diesen Anteil lediglich als „Mittel“ einstufen. Ein Grund dafür könnten die Struktur von Chiles Energiesektor sein. Prinzipiell hat Chile mit seiner einzigartigen Geografie ein sehr hohes Potential für erneuerbare Energien, schöpft dieses gleichwohl (noch) nicht genug aus. An der Küstenlinie verläuft der längste nationale Gebirgskamm der Welt und über den Norden des Landes erstreckt sich die Atacama-Wüste. Somit können Wind-, Wasser- und Solarkraft in hohem Umfang genutzt werden (Egenolf-Jonkmanns et al., 2021). Auch die chilenische Regierung formuliert für 2035 und 2050 ehrgeizige Ausbauziele und aufgrund der Fortschritte der letzten Jahre können Kohlekraftwerke schneller abgeschaltet werden (Deutsch-Chilenische Industrie- und Handelskammer, 2016; Egenolf-Jonkmanns et al., 2021). Problematisch könnte Chiles relative Isolation in der Energieversorgung sein. Fast der gesamte Strom muss im Land selbst erzeugt werden, da es nur eine Grenzkuppelstelle nach Argentinien gibt. Egenolf-Jonkmanns et al. (2021) sprechen in diesem Kontext von einer „Strominsel“. Außerdem existiert kein landesweites Verbundnetz, sondern vier unabhängige Systeme. Dies führt zeitweise zu Stromknappheit und -ausfällen (Egenolf-Jonkmanns et al., 2021). Die Gesamtbewertung zum Zeithorizont 2030 als „Mittel“ könnte somit, neben dem, im Vergleich, teuren Transport, auch auf diese Thematik zurückzuführen sein.

4.2.2.2 Perspektive 2050

Langfristig verfügt Chile, sowohl im Vergleich mit den hier betrachteten Ländern als auch im weiteren Kontext, über mittelgroße Flächen, auf denen eine Wasserstoffproduktion zu Kosten von unter 6 Eurocent/kWh möglich ist (siehe Anhang, Tabelle 4). Laut der Analyse von Breitschopf et al. (2022) hat Chile das mit 5 PWh höchste Nettopotential zur Erzeugung von erneuerbarer Energie zur niedrigsten Preisstufe (2 Eurocent/kWh). Egenolf-Jonkmanns et al. (2021) errechnen ein langfristiges theoretisches Produktionspotential von 1326 TWh Wasserstoff pro Jahr. Dabei wird von einer 50-Prozent-Nutzung des erneuerbare Energien-Potentials zur Wasserstoffproduktion und einem Elektrolyse-Wirkungsgrad von 70 Prozent ausgegangen. Darüber hinaus, gibt es keine, beziehungsweise nur „niedrige“ Restriktionen bezüglich Fläche, Wasser und Eigenbedarf (Jensterle et al., 2020). Egenolf-Jonkmanns et al. (2021) merken allerdings an, dass es durch das El-Niño-Phänomen phasenweise zu Wasserknappheiten kommen kann.

Abschließend sollte betont werden, dass die offenen Fragen und Implikationen rund um den Transport des Wasserstoffs mit dem Schiff, die bereits im Falle Australiens angesprochen wurden, trotz einer hervorragenden Seehafeninfrastruktur (Breitschopf et al., 2022), ebenso für Chile gelten. Im Gesamtranking von Breitschopf et al. (2022) befindet sich Chile unter den Top 20-Ländern für den Import von grünem Wasserstoff nach Deutschland, langfristig sogar unter den Top 10-Ländern.

4.2.3 Marokko

Das Königreich Marokko ist eines der in der Öffentlichkeit meistdiskutierten Partnerländer für künftige Lieferungen von grünem Wasserstoff. Angesiedelt in der MENA-Region kann von guten Standortbedingungen für Sonnen- und Windenergie profitiert werden. Als eine Art Vorreiter in dieser Region für erneuerbare Energien werden ehrgeizige Ausbauziele verfolgt. Im Jahr 2018 vereinbarte Deutschland eine Wasserstoffallianz mit Marokko (Egenolf-Jonkmanns et al., 2021). Diese steht aktuell jedoch auf dem Prüfstand aufgrund diplomatischer Unstimmigkeiten bezüglich Marokkos Souveränität über die Westsahara (FAZ, 2021).

4.2.3.1 Perspektive 2030

Von den näher betrachteten Staaten hat Marokko, laut Berechnungen von Jensterle et al. (2020) und Terlouw et al. (2019), mit 7,74 Eurocent/kWh (siehe Anhang, Tabelle 2) nach Norwegen den zweitniedrigsten Grenzübergangspreis. Damit liegt diese Schätzung am unteren Ende des von Merten et al. (2020) prognostizierten Rahmen für Produktionskosten von ca. 8 bis 19,6 Eurocent/kWh für ganz Nordafrika, wobei dort die Transportkosten noch nicht inbegriffen sind. Das Fraunhofer IEE ermittelte vergleichbare Preise unter ähnlichen Kapitalkostenannahmen für Marokko (Gerhardt et al., 2020). Der niedrige Grenzübergangspreis resultiert vor allem aus der kurzen Entfernung, der damit verbundenen Annahme eines Transports mittels Pipeline und somit vergleichsweise geringen Transportkosten von 2 Eurocent/kWh. Betrachtet man allerdings auch die Ergebnisse der Metaanalyse von Merten et al. (2020) zu den Grenzübergangspreisen aus Marokko, so liegt die Schätzung von Jensterle et al. (2020) und Terlouw et al. (2019) am unteren Ende des Spektrums und könnte somit als optimistisch klassifiziert werden. Nichtsdestotrotz sind auch unter Einbezug dieser Ergebnisse Kostenvorteile eines Imports aus Marokko wahrscheinlich, da die ermittelten Durchschnittskosten von 13,7 Eurocent/kWh immer noch mehr als 2 Eurocent unter den durchschnittlichen heimischen Produktionskosten liegen (Merten et al., 2020).

Nach Evaluierung des politisch-ökonomischen Rahmens und unter Berücksichtigung der Importkosten, bewerten Jensterle et al. (2020) Marokkos Exportpotential für 2030 als „Hoch“ (siehe Anhang, Tabelle 3). An dieser Stelle sollten allerdings verschiedene politisch-ökonomische Einschätzungen aus Tabelle 3 näher beleuchtet werden. So schätzen Jensterle et al. (2020) den Anteil erneuerbarer Energien am Energiesystem im Jahr 2030 als „Hoch“ ein. Dies kann jedoch als „Wette auf die Zukunft“ gesehen werden, da gegenwärtig der Anteil an erneuerbaren Energien am Primärenergiemix bei unter 10 Prozent und am Strommix bei unter 20 Prozent (siehe Anhang, Abbildungen 5 und 6) liegt. Betrachtet man die gesamte Kapazität des Stromsektors, so haben erneuerbare Energien einen Anteil von ca. 31 Prozent (Egenolf-Jonkmanns et al., 2021; Ritchie, Roser & Rosado, 2020). Die marokkanische Energiestrategie formuliert allerdings das Ziel bis 2050 diesen Anteil erneuerbarer Leistung im

Stromsektor auf 52 Prozent auszubauen. Hinsichtlich dieser Zielformulierungen ist allerdings Skepsis angebracht, da bereits 2020 eigentlich 40 Prozent Anteil am Stromsektor erreicht werden sollten (Egenolf-Jonkmanns et al., 2021; IEA, 2019).

Weiterhin bewerten Jensterle et al. (2020) das Interesse an Wasserstoff in der nationalen Energiepolitik und Wirtschaft, als „Mittel“ (siehe Anhang, Tabelle 3). Dies lässt sich unter anderem darauf zurückführen, dass die Energiewirtschaft staatlich mittels zweier Institutionen gelenkt wird – die nationale Elektrizitäts- und Wasserbehörde (ONEE) und die marokkanische Agentur für nachhaltige Energie (MASEN), welche für erneuerbare Energien zuständig ist, wobei enge Verbindungen zwischen den Organisationen bestehen. Privatwirtschaftliche Unternehmen oder auch Einzelpersonen, beispielsweise um selbst erzeugten Strom in das Netz einzuspeisen, haben keinen Marktzugang (Egenolf-Jonkmanns et al., 2021). Diese fehlende Liberalisierung ist Egenolf-Jonkmanns et al. (2021) zufolge auch mitverantwortlich für die mangelhafte Realisierung der sehr großen Potentiale erneuerbarer Energien.

Die Qualität der bilateralen Beziehungen zwischen Deutschland und Marokko werden von Jensterle et al. (2020) als „Hoch“ eingeschätzt. In diese Bewertung fließen allerdings, aufgrund des früheren Publikationsdatums, die oben genannten Spannungen nicht mit ein, weshalb die Einstufung mit Vorbehalten betrachtet werden sollte.

4.2.3.2 Perspektive 2050

Insgesamt bewerten Jensterle et al. (2020) das Exportpotential zum Zeithorizont 2050 als „Mittel“ (siehe Anhang, Tabelle 4). Dies ist den Autor*innen zufolge vor allem auf die, im Vergleich mit den hier betrachteten Ländern zwar zweithöchste, im größeren Kontext jedoch nur noch durchschnittliche Fläche von 613.000 km² zur Wasserstoff-Produktion unter 6 Eurocent/kWh. In Kombination mit „mittleren“ Flächenrestriktionen und Restriktionen für Eigenenergiebedarf führt das zu einem begrenzten möglichen Exportvolumen (Jensterle et al., 2020). Dem widersprechen allerdings Egenolf-Jonkmanns et al. (2021), die Marokko hohe Flächen- und Produktionspotentiale für grünen Wasserstoff attestieren. Ohne Hinweis auf einen zeitlichen Rahmen, verweisen Merten et al. (2020) auf eine Studie von Gerhardt et al. (2020) und rechnen mit einer maximalen Importmenge von 206 TWh pro Jahr aus Marokko. Hier werden allerdings auch wieder die hierfür, sehr ambitionierten, benötigten Ausbauten erneuerbarer Energien betont (Merten et al., 2020). Breitschopf et al. (2022) attestieren Marokko ein hohes langfristiges Potential aufgrund der natürlichen Voraussetzungen zur Erzeugung erneuerbarer Energien. Außerdem hat Marokko, abgesehen von westlichen Demokratien, vergleichsweise gute Voraussetzungen für langfristigen Frieden und Stabilität.

Eine wichtige Rolle bei der Betrachtung Marokkos als mögliches Exportland, spielen allerdings auch die Restriktionen durch Wasserverfügbarkeit. Jensterle et al. (2020) evaluieren diese als „Mittel“. Baumann (2021) weist jedoch darauf hin, dass aktuell bereits in mehreren Regionen des Wüstenstaates Wasserknappheit herrscht und die vorhandenen Ressourcen Konfliktgegenstände sind. Aus diesem Grund gebe es Bestrebungen, das benötigte Süßwasser mittels Meerwasserentsalzung für Elektrolyseure aufzubereiten. Dafür würde allerdings wiederum weiterer Strom benötigt, was zu Effizienzminderungen führen kann (Baumann, 2021; Merten et al., 2020).

Abschließend sollte jedoch vor allem auch die Möglichkeit Wasserstoff mittels Pipeline aus Marokko zu importieren, trotz der in Kapitel 2 angesprochenen Risiken als großer, vor allen Dingen wirtschaftlicher, Vorteil angesehen werden. Insbesondere wenn man die, im Vergleich größeren Unklarheiten rund um mögliche Schiffstransporte bedenkt (Merten et al., 2020). Westphal et al. (2020) vergleichen allerdings den Optimismus um Marokko als möglichen Wasserstofflieferanten mit der Aufmerksamkeit um die Desertec-Initiative und warnen vor zu großen Hoffnungen.

4.2.4 Norwegen

Im Jahr 2022 wurde ein Joint Statement zur Zusammenarbeit zwischen Norwegen und Deutschland in Energiefragen unterzeichnet. Darin geht es, unter anderem bedingt durch den russischen Angriff auf die Ukraine, vor allem auch um Importe von Wasserstoff nach Deutschland, welche eine Möglichkeit darstellen die Abhängigkeit von russischen Importen zu reduzieren (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022b). Darüber hinaus verfolgt Norwegen schon seit längerem ehrgeizige Klimaziele, in welchen Wasserstoff eine wichtige Rolle spielt (Cheng, 2020; Norwegian Ministry of Petroleum and Energy & Norwegian Ministry of Climate and Environment, 2020).

4.2.4.1 Perspektive 2030

Grüner Wasserstoff aus Norwegen, hat von allen von Jensterle et al. (2020) evaluierten Ländern mit 4,97 Eurocent/kWh den niedrigsten Grenzübergangspreis. Dieser ist neben geringen Produktionskosten vor allem auf die kurze Entfernung zu Deutschland zurückzuführen, die einen Transport mittels Pipeline ermöglicht (siehe Anhang, Tabelle 2). Auch hier handelt es sich jedoch im Kontext der Metastudie von Merten et al. (2020), die durchschnittliche 12,7 Eurocent/kWh für 2030 ermitteln, um sehr optimistische Prognosen. Die Bandbreiten der Einschätzungen sind jedoch noch größer als bei Marokko, was Merten et al. (2020) auch einer geringeren Aufmerksamkeit für Wasserstoff-Importe aus Nordeuropa zuschreiben. Alles in allem ist es jedoch wahrscheinlich, dass der Import aus Norwegen verglichen mit der heimischen Produktion, auf Grundlage der Kostenprognosen von Kost et al. (2018) und Merten et al. (2020) trotzdem günstiger ist.

Auch der politisch-ökonomische Rahmen (siehe Anhang, Tabelle 3) kann als ideal beschrieben werden, mit den besten qualitativen Einschätzungen in jeder Kategorie und unter anderem einem Top 10-Wert im Ease of doing business Index weltweit (World Bank, 2022b). Trotz bereits ca. 70 Prozent Anteil von erneuerbaren Energien an der Primärenergie und über 99 Prozent an der Stromerzeugung (siehe Anhang, Abbildungen 5 und 6), hat Norwegen immer noch ungenutzte und zukünftige Potentiale vor allem mit Blick auf Wasser- und Windkraft (Merten et al., 2020; Ritchie, Roser & Rosado, 2020). Obwohl Norwegen immer noch über beträchtliche Kohlenwasserstoffreserven und auch unentdeckte Ressourcen, vor allem in Form von Erdgas und Erdöl, verfügt, findet grüner Wasserstoff in der nationalen Energiepolitik große Beachtung als potentieller Energieträger der Zukunft. Dies ist auch darin begründet, dass die zukünftige Förderung von Ressourcen, beispielsweise aus der Barentssee, wirtschaftlich in vielen Fällen nicht erschwinglich erscheint (Cheng, 2020; Norwegian Petroleum Directorate, 2018). Durch den Handel mit fossilen Brennstoffen in der Vergangenheit, ist Norwegen bereits infrastrukturell mit Deutschland verbunden (Merten et al., 2020). Dies könnte ein weiterer wesentlicher Vorteil sein, da es unter Umständen möglich wäre bestehende Gasleitungen auf den Transport von Wasserstoff umzurüsten.

4.2.4.2 Perspektive 2050

Im Vergleich mit den anderen hier näher betrachteten Ländern, verfügt Norwegen mit, laut dem LUT-Modell¹⁰ und Jensterle et al. (2020), 66.000 km² über die kleinste Fläche zur Produktion von Wasserstoff zu unter 6 Eurocent/kWh (siehe Anhang, Tabelle 4). Vor allem im Zusammenhang mit „mittleren“ Flächenrestriktionen sorgt dies trotz „niedriger“ sonstiger Restriktionen nur für eine Gesamtbewertung zum Zeithorizont 2050 von „Mittel“ (Jensterle et al., 2020). Merten et al. (2020) sprechen ebenfalls Flächenrestriktionen als möglichen Hinderungsgrund für hohe Importvolumen an, sind jedoch bezüglich Eigenbedarfen anderer Meinung als Jensterle et al. (2020) und gehen von einer hohen Nachfrage aus.

Weitere Ergebnisse aus der Literatur liefern bezüglich des möglichen Importvolumens keine klaren Prognosen. In einer Modellrechnung ermitteln Robinius et al. (2020) ein Exportvolumen von ca. 50 TWh aus Norwegen nach Deutschland. Merten et al. (2020) verweisen dahingehend auf Cheng (2020), die den Stromhaushalt in Norwegen bis 2050 prognostizieren. Cheng (2020) ermitteln für das Jahr 2020 lediglich ein mögliches Exportvolumen von ca. 20 TWh an erneuerbaren Energien, für das Jahr 2050 jedoch ungefähr 80 TWh, womit das von Robinius et al. (2020) ermittelte Volumen abdeckbar wäre. Eine entscheidende Rolle in dieser Prognose spielt dabei jedoch der Ausbau von Offshore-Windenergie

¹⁰ Modellierung einer Wasserstoffherzeugung, die vom Stromnetz abgekoppelt ist und annahmegemäß über PV-Anlagen, Windanlagen, Batterien und Elektrolyseuren erfolgt. Das Modell wurde von der Technischen Universität Lappeenranta (LUT University) in Finnland erstellt (Jensterle et al., 2020).

in Norwegen. Cheng (2020) nutzt Daten von Skar et al. (2018), die eine Offshore-Windenergie-Produktion von 65 TWh schätzen und damit einen starken Anstieg nach 2030 beziehungsweise 2040 prognostizieren.

Alles in allem bietet Norwegen trotz der offenen Fragen hinsichtlich des Volumens sehr gute Bedingungen für eine Wasserstoffpartnerschaft, da vor allem auch die nötigen Infrastrukturen vorhanden sind (Breitschopf et al., 2022). Die geringe Distanz und die bereits vorhandenen Gasleitungen könnten den Transport im Vergleich zu anderen Ländern einfach und kostengünstig gestalten.

4.2.5 Vereinigte Arabische Emirate

Die Vereinigten Arabischen Emirate (VAE) zählen zu den zehn größten Rohölproduzenten weltweit (EIA, 2020) und generieren rund 30 Prozent ihres Bruttoinlandproduktes aus der Gewinnung von Erdöl und -gas (OPEC, 2022). Im Zuge des russischen Angriffs auf die Ukraine wurden 2022 auch mit den VAE verschiedene Kooperationsabkommen für eine Lieferkette rund um Wasserstoff unterzeichnet. Mittelfristig soll dadurch der Import von Erdgas ersetzt werden (Tagesschau, 2022b).

4.2.5.1 Perspektive 2030

Jensterle et al. (2020) ermitteln für die VAE einen Grenzübergangspreis von 12,49 Eurocent/kWh (siehe Anhang, Tabelle 2). Damit liegt er, sowohl im Vergleich mit den hier näher betrachteten Ländern als auch im größeren Kontext, im mittleren Bereich (Jensterle et al., 2020). Den größten Teil des Preises machen mit 10 Eurocent/kWh nach Daten von Terlouw et al. (2019) auch hier die Transportkosten per Schiff aus.

Hinsichtlich der politisch-ökonomischen Rahmenbedingungen bewerten Jensterle et al. (2020) die VAE größtenteils vorteilhaft (siehe Anhang, Tabelle 3). Eine Ausnahme ist der prognostizierte Anteil der erneuerbaren Energien im System im Jahr 2030, was auch der Grund ist warum die VAE als einziges Land hinsichtlich der qualitativen Rahmenbedingungen nur als „Mittel“ eingestuft wird. Tatsächlich beträgt der Anteil erneuerbarer Energien an der Primärenergie nur ca. 1,2 Prozent und am Strommix ca. 3 Prozent (siehe Anhang, Abbildungen 5 und 6). Der größte Teil stammt mit ca. 98,5 Prozent, respektive 96 Prozent aus fossilen Brennstoffen, größtenteils Öl und Gas (Ritchie, Roser & Rosado, 2020). Shehhi et al. (2020) geben als Grund mangelndes Bewusstsein für erneuerbare Energien, sowie fehlende finanzielle Unterstützung, zum Beispiel in Form von Subventionen, seitens der Regierung an. Außerdem fehlen die benötigten technischen Fähigkeiten. Somit gehen Jensterle et al. (2020) in ihrer Einschätzung davon aus, dass bis 2030 erneuerbare Energien in nicht unerheblichem Maßstab ausgebaut werden. An dieser Stelle kann man auf die „Energy Strategy 2050“ verweisen, welche 2017 von den VAE veröffentlicht wurde. Darin wird von einer Steigerung des Anteils „sauberer Energie“ um

25 Prozent bis 50 Prozent bis 2050 gesprochen (Shehhi et al., 2020). Der geplante Energiemix, um dieses Ziel erreichen, besteht allerdings unter anderem aus 28 Prozent Gas und 6 Prozent Nuklearenergie (U.AE, 2021). Es ist somit unklar wie genau in diesem Rahmen „saubere Energie“ definiert wird, oder ob zum Beispiel weitere Maßnahmen wie CCS oder CCU geplant sind. Nichtsdestotrotz gibt es vor allem Potentiale hinsichtlich der Solarenergie.

4.2.5.2 Perspektive 2050

Von den hier verglichenen Ländern haben die VAE nach Einschätzungen von Jensterle et al. (2020) das geringste gesamte Exportpotential. Grund dafür sind neben Flächen zur Produktion von Wasserstoff zu unter 6 Eurocent/kWh von nur 190.000 km² auch Restriktionen was die Verfügbarkeit von Land und den Eigenbedarf angeht (siehe Anhang, Tabelle 4). Das größte Problem könnte allerdings die Verfügbarkeit von Wasser werden. Der Arabische Golf gehört zu den trockensten Regionen der Erde und leidet bereits seit längerem unter Wasserknappheit. Durch starkes Bevölkerungswachstum, nicht-nachhaltigen Konsum und die Auswirkungen des Klimawandels wird sich diese Problematik in Zukunft noch weiter verschärfen, was letztendlich zu Erosionen der sozio-ökonomischen Stabilität und Nachhaltigkeit führen könnte (Odhiambo, 2017). Trotz allem verzeichnen die VAE eine der höchsten pro-Kopf Wasserkonsumraten der Welt (Ahmed et al., 2020), wodurch die Kapazitäten zur nachhaltigen Produktion von Wasserstoff weiter begrenzt werden.

Breitschopf et al. (2022) klassifizieren die VAE auf Basis einer indikatorbasierten Analyse, sowie einer Fokusgruppendifkussion sowohl mittel- als auch langfristig als mögliches Lieferland. Im Gesamt ranking befinden sich die VAE unter den Top 15 der möglichen Lieferländer.

Bei einer Wasserstoffpartnerschaft mit den VAE sollten schlussendlich auch die Fragen rund um demokratische Werte und Institutionen im Land beachtet werden, die ebenfalls eine Rolle in der Nachhaltigkeitsbetrachtung spielen. Die VAE sind eine autoritär regierte Föderation von sieben Emiraten, in der es wenig Möglichkeiten der Bevölkerung zur politischen Partizipation gibt. Außerdem sorgt auch die Involvierung in die Konflikte im Jemen und in Libyen für internationale Kritik (Bertelsmann Stiftung, 2022).

4.2.6 Namibia

In Subsahara-Afrika wird - neben Südafrika - auch Namibia ein hohes Potential zur Herstellung und dem Export von grünem Wasserstoff zugesprochen (H2Atlas, 2020). Namibia hat gute Voraussetzungen, um sowohl Wind- als auch Solarenergie kostengünstig zu erzeugen. Deutschland und Namibia haben 2021 eine Absichtserklärung zum Aufbau einer Wasserstoffpartnerschaft unterzeichnet. Dafür werden bis zu 40 Mio. Euro an Fördermitteln durch das Bundesministerium für

Bildung und Forschung (BMBF) zur Verfügung gestellt (BMBF, 2021). Im März 2022 wurde schließlich ein Kooperationsabkommen im Bereich Wasserstoffwirtschaft geschlossen (BMWK, 2022).

4.2.6.1 Perspektive 2030

Namibia plant bereits 2025 grünen Wasserstoff exportieren zu können (BMBF, 2021). Mit einem Grenzübergangspreis von 14,43 Eurocent/kWh gehen Jensterle et al. (2020) jedoch von relativ hohen Importkosten für Deutschland aus (siehe Anhang, Tabelle 2). Rund 70 Prozent des Grenzübergangspreises ist auf die Transportkosten von verflüssigtem Wasserstoff per Schiff zurückzuführen. Das BMBF (2021) kalkuliert den Preis von grünem Wasserstoff aus Namibia auf 1,5 bis 2,0 Euro/kg, was 4,50 bis 6,00 Eurocent/kWh entspräche. Die untere Schätzung würde somit im Bereich der berechneten Produktionskosten von Jensterle et al. (2020) in Höhe von 4,43 Eurocent/kWh ohne Transportkosten liegen. Aufgrund der noch nicht ausgebauten Infrastruktur für den Transport von verflüssigtem Wasserstoff, ist jedoch geplant, den Wasserstoff in Namibia in Ammoniak zu binden und nach Deutschland zu exportieren. Er dürfte somit zunächst für die stoffliche Nutzung in der chemischen Industrie zur Anwendung kommen (BMWK, 2022).

Den politisch-ökonomischen Rahmen bewerten Jensterle et al. (2020) für Namibia weniger günstig als die Produktionskosten (siehe Anhang, Tabelle 3). Diese Einschätzung könnte zwischenzeitlich jedoch positiver ausfallen. In der Analyse von 2020 wurde das Interesse an Wasserstoff in der nationalen Energiepolitik noch als niedrig eingestuft, während sich die namibische Regierung seit 2021 aktiv um den Aufbau einer grünen Wasserstoffwirtschaft bemüht und darin eine Möglichkeit für wirtschaftliche Entwicklung sieht. So wurde ein Rat für grünen Wasserstoff berufen und neben der Absichtserklärung mit Deutschland auch ein Abkommen mit Belgien zur Zusammenarbeit im Bereich grüner Wasserstoff geschlossen (Republic of Namibia, 2022). Der niedrigen Bewertung der bestehenden Fachkenntnisse und -kräfte dürfte durch die deutsch-namibische Wasserstoffpartnerschaft entgegengewirkt werden, die ein Capacity Building zur Aus- und Weiterbildung lokaler Fachkräfte sowie Austausch- und Stipendienprogramme für namibische Studierende vorsieht (BMBF, 2021). Der Aufbau einer Wasserstoffpartnerschaft dürfte auch die bilateralen Beziehungen verbessern, die bislang auf die Aufarbeitung der deutschen Kolonialherrschaft fokussiert war. Der Handelsaustausch zwischen Deutschland und Namibia macht nur einen sehr kleinen Teil am deutschen Außenhandel aus. (Auswärtiges Amt, 2021). Im Ease of doing business Index nahm Namibia 2019 Platz 104 von 190 ein und liegt damit im Mittelfeld (World Bank, 2022b). Im Rahmen der Forschung für Nachhaltigkeit (FONA) wird Namibia als attraktiver Investitionsstandort mit politischer Stabilität, Rechtssicherheit sowie einer hervorragenden Infrastruktur eingestuft (FONA, 2022).

Trotz des hohen Potentials an Solar- und Windenergie, stammte 2018 erst 36 Prozent der Primärenergieversorgung aus erneuerbaren Energien. Der Anteil ist damit gegenüber 2013 sogar

gesunken. Zwar wird über 90 Prozent der inländischen Stromproduktion aus erneuerbaren Energien gewonnen (siehe Anhang, Abbildung 6), jedoch wurden 2019 noch fast zwei Drittel des Strombedarfs importiert, allen voran aus Südafrika (GTAI, 2021). Im Nachbarland lag der Anteil an erneuerbaren Energien an der Stromproduktion noch unter 10 Prozent (Ritchie, Roser und Rosado, 2020). Bis 2030 soll der Anteil an erneuerbarem Strom in Namibia jedoch auf 70 Prozent steigen und dafür auch die eigenen Erzeugerkapazitäten ausgebaut werden (GTAI, 2021; IRENA, 2021).

4.2.6.2 Perspektive 2050

Langfristig werden Namibia sowohl von Jensterle et al. (2020) als auch von Breitschopf et al. (2022) gute Perspektiven für den Wasserstoffexport zugesprochen. Mit einer Fläche von 1.014.000 km² zur Wasserstoffproduktion unter 6 Eurocent/kWh liegt Namibia im Vergleich mit anderen potentiellen Exportländern im Mittelfeld. Die Flächenrestriktionen für erneuerbare Energien und die Restriktionen durch den Eigenenergiebedarf sind aufgrund der geringen Bevölkerungsdichte hingegen niedrig und somit vorteilhaft für die Wasserstoffproduktion und dessen Export (Jensterle et al., 2020).

Obwohl Namibia als trockenstes Land in Subsahara-Afrika gilt, schätzen Jensterle et al. (2020) die langfristigen Restriktionen durch Wasser lediglich als „mittel“ ein. Dies, obwohl die Wissenschaft eine zunehmende Wasserknappheit durch den Klimawandel prognostiziert (GIZ, 2022). Grund für die dennoch optimistische Einschätzung dürfte Namibias über 1.500 km lange Meeresküste sein (The World Factbook, 2022), von wo Meerwasser für die Wasserstoff-Elektrolyse entnommen und entsalzt werden kann. Im Jahr 2019 kamen in Namibia erst 0,3 Prozent des genutzten Wassers aus entsalztem Meerwasser, jedoch wird aktive Forschung in diesem Bereich betrieben (GIZ, 2022). Auch die deutsch-namibische Wasserstoffpartnerschaft nimmt die Meerwasserentsalzung in den Fokus und forscht parallel dazu an der Meerwasserelektrolyse. Die direkten Kosten der Meerwasserentsalzung belaufen sich laut einem Gutachten der World Bank (2020) für die Wasserstoffproduktion in Namibia auf rund 0,5 Prozent der Produktionskosten und erhöhen diese somit nur geringfügig. Darin nicht enthalten sind jedoch mögliche negative Externalitäten wie in Kapitel 3 thematisiert.

Ebenso wie für Australien und Chile gilt auch für Namibia, die Fragen und Unsicherheiten rund um den Transport von reinem, ungebundenen Wasserstoff zu klären. Während mittelfristig der Transport von Ammoniak als Wasserstoffträger angestrebt wird, könnten längerfristig auch Technologien und Kapazitäten zum Transport von verflüssigtem Wasserstoff per Schiff geschaffen werden.

5 Zusammenfassung

Deutschland wird in Zukunft grünen Wasserstoff importieren müssen, um einen Teil seines Bedarfs decken zu können, wenn es bis 2045 treibhausgasneutral sein möchte. Besonders aus wirtschaftlichen Gründen bietet sich ein Import aus dem Ausland Chancen für die deutsche Wirtschaft. Die aktuellen

Ereignisse rücken jedoch auch die Risiken von Energieimporten stärker in den Fokus. So bergen auch Wasserstoffimporte die Gefahr in erneute Abhängigkeiten von einzelnen Lieferländern zu geraten. Außerdem kann die Produktion von grünem Wasserstoff negativen Externalitäten in den Exportländern verursachen. Der Wasserbedarf zur Herstellung von grünem Wasserstoff kann beispielsweise bestehende Wasserknappheiten verschärfen und dadurch politische Instabilität erzeugen. Für eine Bewertung potentieller Partnerländer müssen deshalb sowohl politisch-ökonomische als auch technisch-natürliche Aspekte berücksichtigt werden. Diese können sich mittel- und langfristig unterscheiden.

Mit Blick auf die politische Stabilität, die wirtschaftlichen Verflechtungen sowie die geografische Nähe bieten sich Partnerschaften innerhalb der EU für einen Wasserstoffimport nach Deutschland an. Jedoch verfügen nicht alle EU-Länder über ausreichend Potential, um Wasserstoff zusätzlich zur Eigennutzung zu exportieren. Für eine stärkere energiewirtschaftliche Unabhängigkeit innerhalb der EU, müssten große Wasserstoffmengen zwischen den Mitgliedsstaaten gehandelt werden. Während sich Spanien zwar als kostengünstiges Lieferland für grünen Wasserstoff herausstellt, herrscht in der Literatur Uneinigkeit darüber, ob Exportpotentiale in der mittleren Frist bis 2030 vorhanden sein werden oder zunächst nur für den Eigenbedarf produziert werden wird. Andere Regionen wie die Benelux-Länder oder Italien dürften vor allem eine wichtige Rolle im Transithandel spielen.

Somit scheinen Wasserstoffimporte aus Ländern außerhalb der EU mit entsprechenden Exportkapazitäten als durchaus plausibel. In der mittleren Frist bis 2030 kommen Norwegen und Marokko als potentielle Partnerländer infrage. Mit ihren hohen Potentialen an erneuerbaren Energien können sie kostengünstigen grünen Wasserstoff erzeugen. Aufgrund ihrer geografischen Nähe ist ein Transport zudem per Pipeline möglich. Norwegen schneidet dabei sowohl bei den Importkosten als auch den politisch-ökonomischen Rahmenbedingungen am besten ab. Längerfristig haben auch geografisch entferntere Länder ein hohes Potential, um für den Import von grünem Wasserstoff nach Deutschland in Frage zu kommen. Australien besticht dabei vor allem durch seine großen Landflächen zur Produktion von grünem Wasserstoff unter 6 Eurocent/kWh. Aber auch Länder wie Chile oder Namibia kämen infrage, sobald die Transportmöglichkeiten für reinen, ungebundenen Wasserstoff geschaffen sind.

Im Sinne der Versorgungssicherheit sollte eine Diversifizierung von Lieferketten zum Import von grünem Wasserstoff angestrebt werden und keine Konzentration auf einige wenige Lieferländer stattfinden. Um Wasserstoff jedoch in größeren Mengen auch aus entfernteren Ländern zu importieren, müssen zunächst die entsprechenden technischen Voraussetzungen und Kapazitäten für den Seetransport geschaffen werden. Es ist somit weiterhin mit viel Dynamik in der Suche nach und dem Abschluss von Partnerschaften zum Import von grünem Wasserstoff zu rechnen.

6 Literaturverzeichnis

- acatech & DECHEMA (Hrsg.). (2022). *Auf dem Weg in die deutsche Wasserstoffwirtschaft: Resultate der Stakeholder*innen -Befragung*. Berlin. https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/wasserstoffwirtschaft-2030-2050/Umfragebericht_Langversion.pdf
- Agora Energiewende & AFRY Management Consulting. (2021). *No-regret hydrogen: Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe*. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_02_EU_H2Grid/A-EW_203_No-regret-hydrogen_WEB.pdf
- Ahmed, V., Saad, A., Saleh, H., Saboor, S., Kasianov, N. & Alnaqbi, T. (2020). *Implementation of Water Demand Forecasting Model to Aid Sustainable Water Supply Chain Management in UAE*. <https://www.preprints.org/manuscript/202011.0205/v1>
<https://doi.org/10.20944/preprints202011.0205.v1>
- Albrecht, U., Bünger, U., Michalski, J., Raksha, T., Wurster, R. & Zerhusen, J. (2020). *International Hydrogen Strategies: A Study Commissioned By And In Cooperation With The World Energy Council Germany*. World Energy Council Germany. https://www.researchgate.net/publication/345162082_INTERNATIONAL_HYDROGEN_STRATEGIES_A_study_commissioned_by_and_in_cooperation_withthe_World_Energy_Council_Germany
- Auswärtiges Amt. (2020). *Der europäische Binnenmarkt*. <https://www.eu2020.de/eu2020-de/aktuelles/artikel/-/2407706>
- Auswärtiges Amt. (2021). *Namibia: Beziehungen zu Deutschland*. <https://www.auswaertiges-amt.de/de/aussenpolitik/laender/namibia-node/bilateral/208320>
- Baumann, B. (2021). *Grüner Wasserstoff aus Marokko – keine Zauberformel für Europas Klimaneutralität*. <https://www.boell.de/de/2021/01/20/gruener-wasserstoff-aus-marokko-keine-zauberformel-fuer-europas-klimaneutralitaet#:~:text=Dar%C3%BCber%20hinaus%20fehlt%20es%20dem,der%20kleinb%C3%A4uerlichen%20Landwirtschaft%20enge%20Grenzen>
- BEIS. (2021a). *Impact Assessment for the sixth carbon budget*. https://www.legislation.gov.uk/ukia/2021/18/pdfs/ukia_20210018_en.pdf
- BEIS. (2021b). *UK Energy in Brief 2021*. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1032260/UK_Energy_in_Brief_2021.pdf
- Bertelsmann Stiftung (Hrsg.). (2022). *BTI 2022 Country Report: United Arab Emirates*. Gütersloh. https://bti-project.org/fileadmin/api/content/en/downloads/reports/country_report_2022_ARE.pdf
- Bloomberg (Hrsg.). (8. September 2021). *Morison, R. This Village in England Is Already Using Hydrogen to Heat Homes*. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-09-08/this-village-in-england-is-already-using-hydrogen-to-heat-homes>
- BMBF. (2021, 25. August). *Karliczek: Deutschland und Namibia schließen Wasserstoff-Partnerschaft* [Pressemitteilung]. <https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/pressemitteilungen/de/2021/08/250821-Namibia-Wasserstoff.html>

- BMWi. (2020). *Die nationale Wasserstoffstrategie*. Berlin.
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html>
- BMWK. (2022). *Internationale Wasserstoffzusammenarbeit*.
<https://www.bmwk.de/Navigation/DE/Wasserstoff/Internationale-Wasserstoffzusammenarbeit/internationale-wasserstoffzusammenarbeit.html>
- BP. (2022). *bp Statistical Review of World Energy 2022*.
<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>
- Breitschopf, B., Thomann, J., Fragoso Garcia, J., Kleinschmitt, C., Hettesheimer, T., Neuner, F., Wittmann, F., Roth, F., Pieton, N., Lenivova, V., Thiel, Z., Strohmaier, R., Stamm, A. & Lorych, L. (2022). *Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten: Exportländer* (HYPAT Working Paper 02/2022). Karlsruhe.
https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2022/HyPAT_Working_Paper_02-2022_AP_2-1_FINAL.pdf
- Brunner, L., González Diez, N., Dijkstra, H., Groenenberg, R., Kawale, D., Koornneef, J., Melese, Y., Peters, R., Rycroft, L., van der Veer, E., Gulcin Caglayan, D., Cerniauskas, S., Gillissen, B., Linßen, J., Pena Sanchez, E., Stolten, D., Bakman, M., Imhoff, S., Brlecic Layer, H., . . . Uhlig, J. (2022). *Hy3 – Large-Scale Hydrogen Production from Offshore Wind to Decarbonise the Dutch and German Industry: Feasibility study Hy3*.
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/Hy3_Large-scale_Hydrogen_Production_from_Offshore_Wind_to_Decarbonise_the_Dutch_and_German_Industry.pdf
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.). (2021). *Fakten zum deutschen Außenhandel*. Berlin. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Aussenwirtschaft/fakten-zum-deutschen-aussenhandel.pdf?__blob=publicationFile&v=28
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (2021a). *Absichtserklärung zur Gründung einer deutsch-chilenischen Task-Force Wasserstoff unterzeichnet*.
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/06/20210629-absichtserklaerung-gruendung-deutsch-chilenische-taskforce-wasserstoff.html>
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (2021b). *Unterzeichnung einer Absichtserklärung zur Gründung eines deutsch-australischen Wasserstoffakkords*.
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/06/20210613-unterzeichnung-einer-absichtserklaerung-zur-gruendung-einer-deutsch-australischen-wasserstoffallianz.html>
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hrsg.). (2022a). *Bundesminister Robert Habeck: „Wasserstoff-Zusammenarbeit mit den Vereinigten Arabischen Emiraten ausbauen“: Wichtige Wasserstoffprojekte der deutschen Wirtschaft mit Vertretern der VAE beschlossen*.
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/03/20220321-bundesminister-robert-habeck-wasserstoff-zusammenarbeit-mit-den-vereinigten-arabischen-emiraten-ausbauen.html>
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (2022b). *Deutschland und Norwegen vereinbaren Zusammenarbeit für Wasserstoff-Importe Einleitung*.
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/03/20220316-deutschland-und-norwegen-vereinbaren-zusammenarbeit-fur-wasserstoff-importe.html>

- Bundesregierung. (2021). *Klimaschutzgesetz: Klimaneutralität bis 2045*.
<https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672>
- CCC. (2018). *Hydrogen in a low-carbon economy*. <https://www.theccc.org.uk/publication/hydrogen-in-a-low-carbon-economy/>
- Chemie Technik (Hrsg.). (25. Juni 2021). Göbelbecker, J. Neue Wasserstoff-Pipeline von Rotterdam nach Deutschland. <https://www.chemietechnik.de/energie-utilities/neue-wasserstoff-pipeline-von-rotterdam-nach-deutschland-125.html>
- Cheng, C. S. W. (2020). *The prospects of green and blue hydrogen production in Norway for energy export* [Master Thesis]. University of Stavanger, Stavanger. https://uis.brage.unit.no/uis-xmlui/bitstream/handle/11250/2763507/Claudia_Cheng.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- COAG Energy Council (Hrsg.). (2019). *Australia's National Hydrogen Strategy*.
<https://www.industry.gov.au/sites/default/files/2019-11/australias-national-hydrogen-strategy.pdf>
- Daiyan, R., Hermawan, M., Amal, R., Kara, S., Aguey-Zinsou, K. F., Khan, M. H., Polepalle, K. & Rayward-Smith, W. (2021). *The Case for an Australian Hydrogen Export Market to Germany: State of Play*. <https://doi.org/10.26190/35zd-8p21>
- Damodaran, A. (2015). *The Cost of Capital: Misunderstood, Misestimated and Misused!*
<http://people.stern.nyu.edu/adamodar/pdfiles/country/CostofCapitalCFA2015.pdf>
- Destatis. (2022). *Außenhandel: Rangfolge der Handelspartner im Außenhandel der Bundesrepublik Deutschland (vorläufige Ergebnisse)*.
https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Aussenhandel/Tabellen/rangfolge-handelspartner.pdf?__blob=publicationFile
- Deutsch-Chilenische Industrie- und Handelskammer (Hrsg.). (2016). *Zielmarktanalyse Chile 2016*. Chile. https://www.erneuerbare-energien.de/EEE/Redaktion/DE/Downloads/Publikationen/AHK_Zielmarktanalysen/zma_chile_2016_ee.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.). (2018). *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050*. Berlin.
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf
- DIHK. (2022). *Konsultation zum Rechtsrahmen für erneuerbaren Wasserstoff*.
<https://www.dihk.de/de/themen-und-positionen/europaeische-wirtschaftspolitik/eu-kommission-konsultation-zum-rechtsrahmen-fuer-erneuerbaren-wasserstoff-72594>
- Energate GmbH. Czechanowsky, T. (24. September 2020). Portugiesischer Wasserstoff für Rotterdam. *energate GmbH*. <https://www.energate-messenger.de/news/205782/portugiesischer-wasserstoff-fuer-rotterdam>
- Egenolf-Jonkmanns, B., Glasner, C., Seifert, U., Küper, M., Schaefer, T., Merten, F., Scholz, A. & Taubitz, A. (2021). *Wasserstoffimporte: Bewertung der Realisierbarkeit von Wasserstoffimporten gemäß den Zielvorgaben der Nationalen Wasserstoffstrategie bis zum Jahr 2030*. Gelsenkirchen.
https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse_SCI4climate.NRW/Technologie_und_Infrastrukturen/bewertung-der-realisiertbarkeit-von-wasserstoffimporten-gemaess-den-zielvorgaben-der-nationalen-wasserstoffstrategie-bis-zum-jahr-2030-cr-sci4climatenrw.pdf

- EIA. (2020). *Country Analysis Executive Summary: United Arab Emirates*.
https://www.eia.gov/international/content/analysis/countries_long/United_Arab_Emirates/uae_2020.pdf
- EINA. (2019). *Energy Innovation Needs Assessment: hydrogen and fuel cells*.
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/845658/energy-innovation-needs-assessment-hydrogen-fuel-cells.pdf
- Ember. (2022a). *European Electricity Review 2022*. <https://ember-climate.org/app/uploads/2022/02/Report-EER.pdf>
- Ember. (2022b). *Global Electricity Review 2022*. <https://ember-climate.org/app/uploads/2022/03/Report-GER22.pdf>
- Enevoldsen, P. & Jacobson, M. Z. (2021). Data investigation of installed and output power densities of onshore and offshore wind turbines worldwide. *Energy for Sustainable Development*, 60, 40–51. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2020.11.004>
- Europäische Kommission. (2020, 8. Juli). *Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen: Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa* [Pressemitteilung].
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301&from=EN>
- Europäische Kommission. (2022, 18. Mai). *REPowerEU: A plan to rapidly reduce dependence on Russian fossil fuels and fast forward the green transition** [Pressemitteilung].
https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_3131
- Europäische Union. (2022). *Deutschland*. https://european-union.europa.eu/principles-countries-history/country-profiles/germany_de
- FCH. (2020). *Opportunities for Hydrogen Energy Technologies: Considering the National Energy & Climate Plans*.
https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/file_attach/Final%20Report%20Hydrogen%20in%20NECPs%20%28ID%209501746%29.pdf
- FONA. (2022). *Deutschland und Namibia intensivieren Wasserstoff-Kooperation*.
<https://www.fona.de/de/deutschland-und-namibia-intensivieren-wasserstoff-kooperation>
- Frankfurter Allgemeine Zeitung (Hrsg.). (25. Mai 2021). Zábóji, N. *Wichtige Wasserstoff-Allianz wackelt*. <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/klima-nachhaltigkeit/wichtige-wasserstoff-kooperation-mit-marokko-wackelt-17356427.html>
- Gabinete Do Ministro Do Ambiente E Da Ação Climática. (2020, 30. Juli). *Estratégia Nacional para o Hidrogénio aprovada em Conselho de Ministros* [Pressemitteilung].
<https://www.portugal.gov.pt/download-ficheiros/ficheiro.aspx?v=%3d%3dBQAAAB%2bLCAAAAAAABAAzNDCyMAUArNeLzAUAAAA%3d>
- Gasunie. (2022). *Gasunie and hydrogen*. <https://www.gasunie.nl/en/expertise/hydrogen/gasunie-and-hydrogen>
- Gerhardt, N., Bard, J., Schmitz, R., Beil, M., Pfennig, M. & Kneiske, T. (2020). *Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme: Studie zum Einsatz von H2 im zukünftigen Energiesystem unter besonderer Berücksichtigung der Gebäudewärmeversorgung*.
https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Studien-Reports/FraunhoferIEE_Kurzstudie_H2_Gebaeudewaerme_Final_20200529.pdf
- GIZ. (2022). *Sector Brief Namibia: Wasser und Abwasser*. <https://www.giz.de/en/downloads/giz2022-de-namibia-abwasser.pdf>

- Government of the Netherlands. (2020, 6. April). *Government Strategy on Hydrogen* [Pressemitteilung].
<https://www.government.nl/documents/publications/2020/04/06/government-strategy-on-hydrogen>
- GTAI. (2021). *Deutliche Zuwächse bei den erneuerbaren Energien*.
<https://www.gtai.de/de/trade/namibia/branchen/deutliche-zuwaechse-bei-den-erneuerbaren-energien-627678>
- Guidehouse. (2022). *Five hydrogen supply corridors for Europe in 2030*.
<https://www.ehb.eu/files/downloads/EHB-Supply-corridor-presentation-Full-version.pdf>
- H2Atlas. (2020). *Partnerschaften für grünen Wasserstoff - Dr. Stefan Kaufmann (MdB) besucht Südafrika und Namibia*. <https://www.h2atlas.de/de/news/detail/besuch-namibia-suedafrika>
- Hampf, J., Düren, M. & Brown, T. (2021). Import options for chemical energy carriers from renewable sources to Germany. <https://arxiv.org/pdf/2107.01092>
- Handelszeitung. (2019). *Triple-Bottom-Line*. <https://www.handelszeitung.ch/finanzlexikon/triple-bottom-line>
- Hebling, C., Ragwitz, M., Fleiter, T., Groos, U., Härle, D., Held, A., Jahn, M., Müller, N., Pfeifer, T., Plötz, P., Ranzmeyer, O., Schaadt, A., Sensfuß, F., Smolinka, T. & Wietschel, M. (2019). *Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland*. Karlsruhe und Freiburg.
<https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wasserstoff-roadmap-deutschland.html>
- Heinemann, C. & Mendeleevitch, R. (2021). *Sustainability dimensions of imported hydrogen*.
www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/WP-imported-hydrogen.pdf
- HM Government. (2020). *The Ten Point Plan for a Green Industrial Revolution: Building back better, supporting green jobs, and accelerating our path to net zero*.
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/936567/10_POINT_PLAN_BOOKLET.pdf
- HM Government. (2021). *UK Hydrogen Strategy*.
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1011283/UK-Hydrogen-Strategy_web.pdf
- IEA (Hrsg.). (2019). *Energy Policies beyond IEA Countries: Morocco 2019*.
https://iea.blob.core.windows.net/assets/138e3195-d0e6-4345-a66c-92e4bbe4abbeaf/Energy_Policies_beyond_IEA_Countries_Morocco.pdf
- IEA. (2021). *Hydrogen Strategy*. <https://www.iea.org/policies/12436-hydrogen-strategy>
- IRENA. (2021). *Energy Profile - Namibia*.
https://www.irena.org/IRENADocuments/Statistical_Profiles/Africa/Namibia_Africa_RE_SP.pdf
- Jensterle, M., Narita, J., Piria, R., Schröder, J., Steinbacher, K., Wahabzada, F., Zeller, T., Crone, K. & Löchle, S. (2020). *Grüner Wasserstoff: Internationale Kooperationspotenziale für Deutschland: Kurzanalyse zu ausgewählten Aspekten potenzieller Nicht-EU-Partnerländer*. Berlin. https://www.kompetenzzentrum-contracting.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Gruener_Wasserstoff_Internationale_Kooperationspotenziale.pdf
- Kakoulaki, G., Kougias, I., Taylor, N., Dolci, F., Moya, J. & Jäger-Waldau, A. (2021). Green hydrogen in Europe – A regional assessment: Substituting existing production with electrolysis powered by renewables. *Energy Conversion and Management*, 228, Artikel 113649.
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113649>

- KfW (Hrsg.). (27. Oktober 2021). Ristau, O. *Solarstrom aus der Wüste*.
<https://www.kfw.de/stories/umwelt/erneuerbare-energien/solarstrom-aus-der-wueste/>
- Kost, C., Shammugam, S., Jülch, V., Nguyen, H.-T. & Schlegl, T. (2018). *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Freiburg.
<https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>
- Lenivova, V. (2022). *Potential development of renewable hydrogen imports to European markets until 2030. OIES paper ET: Bd. 08*. The Oxford Institute for Energy Studies.
<https://ora.ox.ac.uk/objects/uuid:db083901-0382-47d4-ae48-3e3f48bc9280>
- Merten, F. & Scholz, A. (2021). Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten versus heimische Erzeugung – Teil 1: Kostenunterschiede, Realisierungsunsicherheiten und Reboundeffekte in Lieferländern. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 71(1/2).
https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7673/file/7673_Merten.pdf
- Merten, F., Scholz, A., Krüger, C., Heck, S., Girard, Y., Mecke, M. & George, M. (2020). *Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung*. Studie für den Landesverband Erneuerbare Energien NRW. DIW Econ; Wuppertal Institut.
<https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/LEE-H2-Studie.pdf>
- Ministerio de Energia (Hrsg.). (2020). *National Green Hydrogen Strategy: Chile, a clean energy provider for a carbon neutral planet*. Chile.
https://energia.gob.cl/sites/default/files/national_green_hydrogen_strategy_-_chile.pdf
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2020). *Executive summary*.
https://www.miteco.gob.es/en/ministerio/planes-estrategias/hidrogeno/h2executivesummary_tcm38-513831.pdf
- Mönnig, A., Ronsiek, L., Becker, L. & Steeg, S. (2022). Wasserstoffbasierte Transformation und die Auswirkungen auf den Importbedarf Deutschlands. *BIBB Discussion Paper*.
<https://lit.bibb.de/vufind/Record/DS-780209>
- Norwegian Ministry of Petroleum and Energy & Norwegian Ministry of Climate and Environment (Hrsg.). (2020). *The Norwegian Government's hydrogen strategy: towards a low emission society*.
<https://www.regjeringen.no/contentassets/40026db2148e41eda8e3792d259efb6b/y-0127e.pdf>
- Norwegian Petroleum Directorate (Hrsg.). (2018). *Resource Report Exploration 2018*. Stavanger.
<https://www.npd.no/globalassets/engelsk/3-publications/resource-report/resource-report-2018/hele-rapporten-engelsk.pdf>
- Núñez-Jimenez, A. & Blasio, N. de. (2022). *The Future of Renewable Hydrogen in the European Union*. Belfer Center for Science and International Affairs.
<https://www.belfercenter.org/publication/future-renewable-hydrogen-european-union-market-and-geopolitical-implications-0>
- Odhiambo, G. O. (2017). Water scarcity in the Arabian Peninsula and socio-economic implications. *Applied Water Science*, 7(5), 2479–2492. <https://doi.org/10.1007/s13201-016-0440-1>
- Office for National Statistics. (2021). *Wind energy in the UK: June 2021*.
<https://www.ons.gov.uk/economy/environmentalaccounts/articles/windenergyintheuk/june2021>
- OGE. (2021, 9. Februar). *30 Energieakteure planen Aufbau einer integrierten Wertschöpfungskette, um europaweit grünen Wasserstoff zum Preis fossiler Brennstoffe anzubieten*

- [Pressemitteilung]. Paris. <https://oge.net/de/pressemitteilungen/2021/hydeal-ambition-europaweit-gruener-wasserstoff-zum-preis-fossiler-brennstoffe>
- OPEC. (2022, 25. Juli). *United Arab Emirates*.
https://www.opec.org/opec_web/en/about_us/170.htm
- Piria, R., Honnen, J., Pfluger, B., Ueckerdt, F. & Odenweller, A. (2021). *Wasserstoffimportsicherheit für Deutschland: Zeitliche Entwicklung, Risiken und Strategien auf dem Weg zur Klimaneutralität*. Potsdam.
- Prognos AG, Öko-Institut e. V. & Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH. (2020). *Klimaneutrales Deutschland: In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65% im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals*. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_195_KNDE_WEB.pdf
- Ram, M., Bogdanov, D., Aghahosseini, A., Gulagi, A., Oyewo, S. A., Child, M., Caldera, U., Sadovskaia, K., Farfan, J., Barbosa, L. S., Fasihi, M., Khalili, S., Breyer, C. & Fell, H.-J. (2018). *Global Energy System based on 100% Renewable Energy - Energy Transition in Europe Across Power, Heat, Transport and Desalination Sectors*. Lappeenranta, Berlin.
http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/EWG-LUT_Full-Study_Energy-Transition-Europe.pdf
- Republic of Namibia. (2022). *Traction: Namibia's Green Hydrogen Overview*.
<https://gh2namibia.com/wp-content/uploads/2022/05/Traction-Namibias-Green-Hydrogen-Overview.pdf>
- RH2INE. (2022). *Towards zero emission transport corridors*. <https://www.rh2ine.eu/>
- Ritchie, H., Roser, M. & Rosado, P. (2020). *Energy*. <https://ourworldindata.org/energy>
- Robinius, M., Markewitz, P., Lopion, P., Kullmann, F., Heuser, P.-M., Syranidis, K., Cerniauskas, S., Schöb, T., Reuß, M., Ryberg, S., Kotzur, L., Caglayan, D., Welder, L., Linßen, J., Grube, T., Heinrichs, H., Stenzel, P. & Stolten, D. (2020). *Wege für die Energiewende: Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050*. https://www.fz-juelich.de/iek/iek-3/DE/ Documents/Downloads/transformationStrategies2050_studyfinalreport_2019-10-31.pdf;jsessionid=B2A8E5CE17E537B365C4FEAA02F42F4D? blob=publicationFile
- Schulte, S., Brändle, G. & Schönfisch, M. (2020). *Wasserstoff: Bezugsoptionen für Deutschland: Kostenvergleich von importiertem und lokal produziertem CO₂armen Wasserstoff*. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI). EWI Policy Brief.
https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/03/EWI_Policy_Brief_H2_Supply_Costs_20201127.pdf
- Shehhi, A. A., Hazza, M. A., Alnahhal, M., Shekhria, A. & Zarooni, M. A. (2020). Challenges and Barriers for Renewable Energy Implementation in the United Arab Emirates: Empirical Study. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 11(1), 158–164.
<https://doi.org/10.32479/ijeep.10585>
- Skar, C., Jaehnert, S., Tomasgard, A., Midthun, K. & Fodstad, M. (2018). *Norway's role as a flexibility provider in a renewable Europe*.
<https://www.ntnu.edu/documents/1276062818/1283878281/Norway%E2%80%99s+role+as+a+flexibility+provider+in+a+renewable+Europe.pdf/2f19ac80-856d-0303-db44-65899f4e5ae8?t=1627381815955>
- Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE. (2021). *Wasserstoffbasierte Industrie in Deutschland und Europa: Potenziale und Rahmenbedingungen für den Wasserstoffbedarf und -ausbau sowie*

- die Preisentwicklungen für die Industrie. Berlin. https://www.arbeit-umwelt.de/wp-content/uploads/Studie_Wasserstoff_Industrie_StiftungIGBCE_enervis.pdf
- Tagesschau (Hrsg.). (2022a). *Australien: Neue Regierung verschärft Klimaziele*. <https://www.tagesschau.de/ausland/ozeanien/australien-regierung-verschaerft-klimaziele-101.html>
- Tagesschau (Hrsg.). (2022b). *Wasserstoff-Kooperation mit den Emiraten*. <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/technologie/vae-wasserstoff-kooperation-habeck-101.html>
- Terlouw, W., Peters, D., van Tilburg, J., Schimmel, M., Berg, T., Cihlar, J., Rehman Mir, G. U., Spöttle, M., Staats, M., Villar Lejaretta, A., Busemann, M., Schenkel, M., van Hoorn, I., Wassmer, C., Kamensek, E. & Fichter, T. (2019). *Gas for Climate: The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system*. <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/03/Navigant-Gas-for-Climate-The-optimal-role-for-gas-in-a-net-zero-emissions-energy-system-March-2019.pdf>
- The European Files (Hrsg.). (23. Februar 2021). Chatzimarkakis, J. Changing the ground for a competitive hydrogen ecosystem in Europe. <https://www.europeanfiles.eu/energy/changing-the-ground-for-a-competitive-hydrogen-ecosystem-in-europe>
- Thomann, J., Marscheider-Weidemann, F., Stamm, A., Lorych, L., Hank, C., Weise, F., Edenhofer, L. & Thiel, Z. (2022). *Hintergrundpapier zu nachhaltigem grünen Wasserstoff und Syntheseprodukten*. HYPAT Working Paper 01/2022. Karlsruhe. https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2022/HYPAT_Working_Paper_01-2022_Hintergrundpapier_zu_nachhaltigem_gruenen_Wasserstoff_und_Syntheseprodukten.pdf
- U.AE (Hrsg.). (2021). *UAE Energy Strategy 2050*. <https://u.ae/en/about-the-uae/strategies-initiatives-and-awards/federal-governments-strategies-and-plans/uae-energy-strategy-2050>
- UN. (2022, 26. Juli). *The Paris Agreement | United Nations*. <https://www.un.org/en/climatechange/paris-agreement>
- van Rossum, R., Jens, J., La Guardia, G., Wang, A., Kühnen, L. & Overgaag, M. (2022). *European Hydrogen Backbone: A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries*. <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>
- Wasmeier, C. (2022). 15.02.2022 | 1. *Deutsch-Spanische Fachkonferenz für grünen Wasserstoff*. Deutsche Handelskammer für Spanien. <https://www.ahk.es/veranstaltungen/detailansicht/15022022-1-deutsch-spanische-fachkonferenz-fuer-gruenen-wasserstoff>
- Westphal, K., Dröge, S. & Geden, O. (2020). *Die internationalen Dimensionen deutscher Wasserstoffpolitik*. <https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:0168-ssoar-68678-5> <https://doi.org/10.18449/2020A37>
- Wietschel, M., Bekk, A., Breitschopf, B., Boie, I., Edler, J., Eichhammer, W., Klobasa, M., Marscheider-Weidemann, F., Plötz, P., Sensfuß, F., Torpe, D. & Walz, R. (2020). *Chancen und Herausforderungen beim Import von grünem Wasserstoff und Syntheseprodukten*. Karlsruhe. https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2020/policy_brief_wasserstoff.pdf
- Wietschel, M., Roth, F., Fragoso Garcia, J., Herbst, A., Kleinschmitt, C., Wittmann, F., Breitschopf, B., Zheng, L., Eckstein, J., Neuwirth, M., Pfluger, B., Ragwitz, M., Löschel, A., Biesewig, L.,

- Thiel, Z., Voglstätter, C., Nunez. Almudena, Quitzow, R., Kunze, R., . . . Lorych, L. (2022). *Krieg in der Ukraine: Auswirkungen auf die europäische und deutsche Importstrategie von Wasserstoff und Syntheseprodukten*. HYPAT-Impulspapier. https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2022/2022-03-21_HyPAT_Impulspapier_Ukraine.pdf
- World Bank (Hrsg.). (2020). *Green Hydrogen Opportunities for Namibia*. <https://gh2namibia.com/wp-content/uploads/2021/08/Green-Hydrogen-Opportunities-for-Namibia.pdf>
- World Bank (Hrsg.). (2021). *Worldwide Governance Indicators*. <https://databank.worldbank.org/source/worldwide-governance-indicators/Series/PV.EST#>
- World Bank (Hrsg.). (2022a). *CO2 emissions (metric tons per capita)*. <https://data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.CO2E.PC>
- World Bank (Hrsg.). (2022b). *Ease of doing business rank (1=most business-friendly regulations)*. <https://data.worldbank.org/indicator/IC.BUS.EASE.XQ>
- World Bank (Hrsg.). (2022c). *GDP (current US\$)*. <https://data.worldbank.org/indicator/ny.gdp.mktp.cd?end=2020&start=1960>
- World Bank (Hrsg.). (2022d). *Total greenhouse gas emissions (kt of CO2 equivalent)*. <https://data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.GHGT.KT.CE>
- The World Factbook. (2022). *Namibia - The World Factbook*. <https://www.cia.gov/the-world-factbook/countries/namibia/#geography>

7 Anhang

Tabelle 2: Importkosten für grünen Wasserstoff außerhalb der EU/UK 2030

Land	Angenommener Kapitalkostensatz bis 2030 ¹¹	LCH ₂ bei Kapitalkostensatz 2030 ¹²	Transportmodus (unter Berücksichtigung bestehender Infrastruktur und Restriktionen) ¹³	Grenzübergangspreis ¹⁴	Grenzübergangspreis ¹⁵
	%	€/ct/kWh	Qualitativ	€/ct/kWh	Qualitativ
Australien	5%	3,32	LH ₂ Shipping > 10.000 km	13,32	Mittel
Chile	8%	3,22	LH ₂ Shipping > 10.000 km	13,22	Mittel
Marokko	11%	5,74	Pipeline > 1500 km	7,74	Niedrig
Norwegen	5%	3,97	Pipeline < 1500 km	4,97	Niedrig
VAE	5%	4,49	LH ₂ Shipping < 10.000 km	12,49	Mittel
Namibia	8%	4,43	LH ₂ Shipping > 10.000 km	14,43	Mittel

Quelle: in Anlehnung an Jensterle et al. (2020).

¹¹ Einschätzung durch Jensterle et al. (2020) unter Berücksichtigung der country risk premiums nach NYU Damodaran (2015).

¹² Wasserstoffproduktionspreis für 2030. Berechnet durch Jensterle et al. (2020).

¹³ Prognose für Transportmodus von Herkunftsland bis zur deutschen Grenze. Dazu werden folgende Kosten angenommen:

- Pipeline < 1500 km: 1 €/ct/kWh
- Pipeline > 1500 km: 2 €/ct/kWh
- LH₂ Verschiffung < 10.000 km: 8 €/ct/kWh
- LH₂ Verschiffung > 10.000 km: 10 €/ct/kWh

Quelle: Jensterle et al. (2020) nach Terlouw et al. (2019).

¹⁴ Summe von Produktions- und Transportkosten. Berechnet durch Jensterle et al. (2020).

¹⁵ Einstufung anhand des absoluten Grenzübergangspreises als: Hoch (> 15 €/ct/kWh), Mittel (10-15 €/ct/kWh) und Niedrig (< 10€/ct/kWh). Bewertung durch Jensterle et al. (2020).

Tabelle 3: Politisch-ökonomischer Rahmen außerhalb der EU/UK 2030, Gesamtbewertung 2030

Land	Aktuelle CO ₂ -Intensität der Volkswirtschaft ¹⁶	Anteil von EE im System 2030 ¹⁷	Interesse an H ₂ in der nationalen Energiepolitik/Wirtschaft ¹⁸	Qualität der bilateralen Beziehungen mit DE (politisch & wirtschaftlich) ¹⁹	Bestehende Fachkenntnisse und -kräfte ²⁰	Ease of doing business ²¹	Gesamtbewertung der qualitativen Kriterien ²²	Gesamtbewertung Perspektive 2030 ²³
	Qualitativ	Qualitativ	Qualitativ	Qualitativ	Qualitativ	Qualitativ	Qualitativ	Qualitativ
Australien	Hoch	Mittel	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Mittel
Chile	Niedrig	Mittel	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Mittel
Marokko	Mittel	Hoch	Mittel	Hoch	Mittel	Hoch	Hoch	Hoch
Norwegen	Niedrig	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch
VAE	Hoch	Niedrig	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Mittel	Mittel
Namibia	Mittel	Mittel	Niedrig	Mittel	Niedrig	Mittel	Niedrig	Niedrig

Quelle: in Anlehnung an Jensterle et al. (2020).

¹⁶ Gewichtet aus CO₂-Intensität pro Einheit BIP. Ein Drittel der Länder wird jeweils als Hoch/Mittel/Niedrig eingestuft. Hoch ist in diesem Fall als kontraproduktiv für die Eignung des Landes zu betrachten (Jensterle et al. (2020) mit Daten von World Bank (2022a, 2022c, 2022d).

¹⁷ Einschätzung durch Jensterle et al. (2020) anhand des aktuellen EE-Anteils im Energiesystem und auch Zukunftsprognosen über den Ausbau der EE (Jensterle et al. (2020).

¹⁸ Einschätzung u. a. anhand nationaler Energiestrategien (Jensterle et al. (2020).

¹⁹ Einschätzung durch Jensterle et al. (2020) mit Daten von Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021) und World Bank (2022b, 2022d) anhand des Quotienten bilaterale Handelssumme/GDP des Landes sowie weiterer qualitativer Kriterien (Jensterle et al. (2020).

²⁰ Einschätzung durch Jensterle et al. (2020) aufgrund der Berücksichtigung der Präsenz der Gasindustrie und des allgemeinen technischen Bildungsniveaus (Jensterle et al. (2020).

²¹ Einstufung durch Jensterle et al. (2020) mittels Daten von World Bank (2022b).

²² Gesamteinschätzung von Jensterle et al. (2020) anhand der Betrachtung der qualitativen Kriterien nach den von ihnen definierten Gewichtungen:

- Anteil von EE im System 2030: 2,00
- Interesse an H₂ in der nationalen Energiepolitik/Wirtschaft: 1,00
- Qualität der bilateralen Beziehungen mit DE (politisch & wirtschaftlich): 1,00
- Bestehende Fachkenntnisse und Fachkräfte: 0,70
- Ease of doing business: 1,00

²³ Gesamtergebnis von Jensterle et al. (2020) basierend auf einer subjektiven Gewichtung der Ergebnisse aus Tabelle 2 und Tabelle 3 (Jensterle et al. (2020).

Tabelle 4: Exportpotential von grünem Wasserstoff außerhalb der EU/UK 2050

Land	Fläche H ₂ -Produktion unter 6 €/ct/kWh (LUT-Modell) ²⁴	Flächenrestriktionen für EE ²⁵	Restriktionen durch Wasser ²⁶	Restriktionen durch Eigenenergiebedarf ²⁷	Resultierendes Exportpotential ²⁸
	1000 km ²	Qualitativ	Qualitativ	Qualitativ	Qualitativ
Australien	7162	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Hoch
Chile	385	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Mittel
Marokko	613	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel
Norwegen	66	Mittel	Niedrig	Niedrig	Mittel
VAE	190	Mittel	Mittel	Mittel	Niedrig
Namibia	1014	Niedrig	Mittel	Niedrig	Mittel

Quelle: in Anlehnung an Jensterle et al. (2020)

²⁴ Gesamte Fläche des Landes, wo laut dem LUT-Modell der Universität Lappeenranta (LUT) die Erzeugung von grünem Wasserstoff zu Kosten von unter 6 €/ct/kWh möglich sind (Jensterle et al. (2020). Für Annahmen des LUT-Modells: Ram et al. (2018).

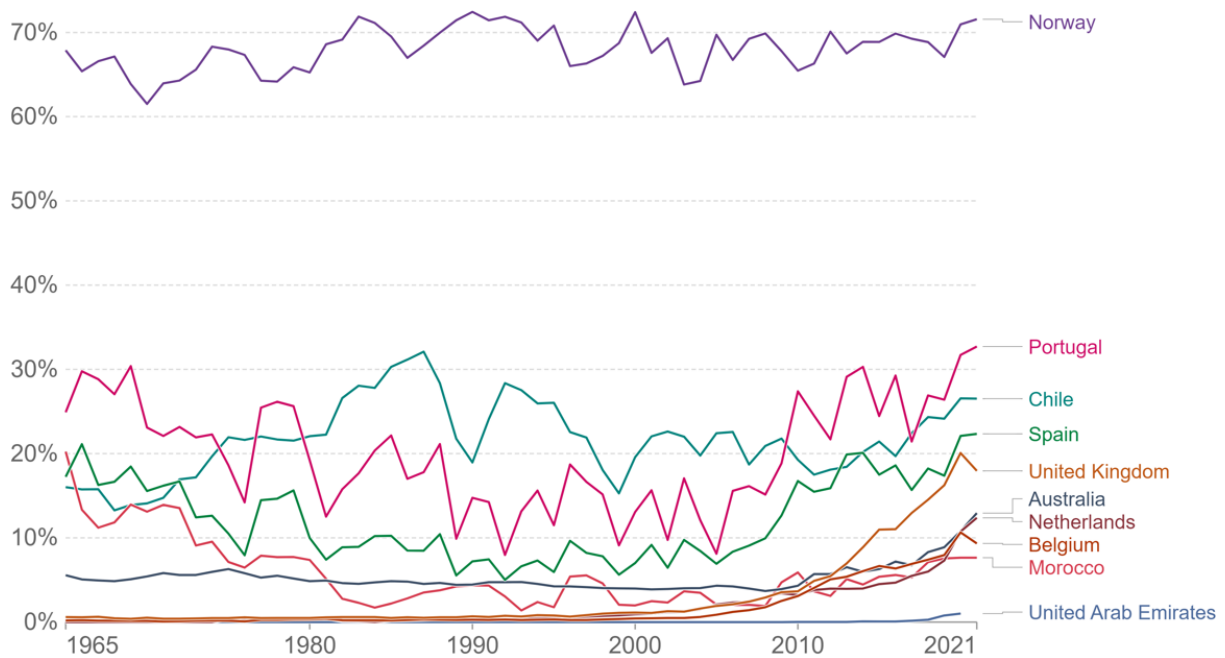
²⁵ Einschätzung der Flächenrestriktionen für den Ausbau von EE durch Jensterle et al. (2020) anhand der Kriterien aus 3.1. „Hoch“ ist hier als hinderlich zu betrachten (Jensterle et al. (2020).

²⁶ Einschätzung der Restriktion durch die Verfügbarkeit bzw. Bereitstellung von frischem Wasser durch Jensterle et al. (2020). „Hoch ist hier als hinderlich zu betrachten (Jensterle et al. (2020).

²⁷ Einschätzung der Restriktionen des Wasserstoffexports aufgrund des Eigenbedarfs des produzierenden Landes durch Jensterle et al. (2020). „Hoch“ ist hier als hinderlich zu betrachten (Jensterle et al. (2020).

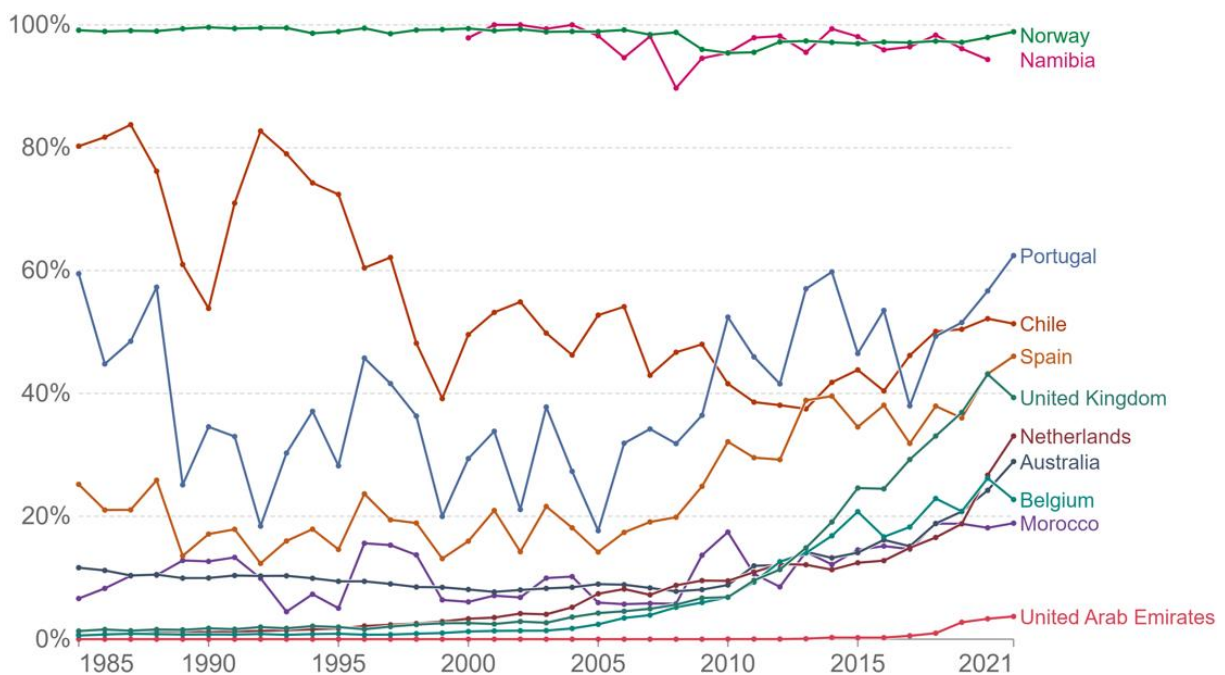
²⁸ Gesamtergebnis des absoluten Exportpotentials zum Prognosehorizont 2050 durch subjektive Gewichtung der Parameter durch Jensterle et al. (2020).

Abbildung 5: Anteil der Primärenergie aus erneuerbaren Energiequellen²⁹³⁰



Quelle: Ritchie, Roser und Rosado (2020) mit Daten von BP (2022).

Abbildung 6: Anteil erneuerbarer Energien²⁹ an der Stromproduktion



Quelle: Ritchie, Roser und Rosado (2020) mit Daten von BP (2022), Ember (2022a) und Ember (2022b).

²⁹ Erneuerbare Energiequellen umfassen Wasserkraft, Solarenergie, Windkraft, Geothermie, Energie aus Biomasse, Wellen- und Gezeitenenergie.

³⁰ Primärenergie wird mittels der Substitutionsmethode berechnet.