

Szenarienbasierte Modellierung von globalen Wasserstoffemissionen auf Grundlage internationaler Handelsströme und Wasserstoffbedarfe zwischen Weltregionen (2030–2050)

Erstellung eines Wasserstoffemissionskatasters für Herstellung, Transport und Speicherung im Rahmen des DLR-Projekts CLEANLIEST

Freie wissenschaftliche Arbeit zur Erlangung des akademischen Grades

Master of Science (M.Sc.)

in der Studienfachrichtung Erneuerbare Energien Management an der Fachhochschule Erfurt

vorgelegt bei:

Erstgutachter:



Zweitgutachter:

Patrick Draheim (DLR)

von: Moritz Raabe

Erfurt, im Dezember 2025

Abstract

Die Wasserstoffwirtschaft ist ein zentrales Thema in der Energieforschung, da Wasserstoff als Schlüsseltechnologie zur Dekarbonisierung vieler Sektoren betrachtet wird. Prognosen zahlreicher Szenarien deuten darauf hin, dass bis 2050 mehrere hundert Millionen Tonnen Wasserstoff weltweit nachgefragt und ein erheblicher Teil davon international gehandelt werden wird. Obwohl Wasserstoff kohlenstofffrei ist, handelt es sich um ein indirektes Treibhausgas, welches bei Freisetzung in die Atmosphäre (beabsichtigt oder unbeabsichtigt) die Konzentration anderer klimarelevanter Gase beeinflusst. Bestehende Arbeiten erfassen den Zusammenhang zwischen internationalen Handelsstrukturen zur Wasserstoff-Bereitstellung und den damit verbundenen Wasserstoffemissionen bislang nur unvollständig. Ziel dieser Arbeit ist es daher, eine Brücke zwischen Wasserstoff-Handelsszenarien und der Emissionsmodellierung zu bauen, indem Wasserstoffemissionen entlang der globalen Versorgungskette quantifiziert und räumlich verteilt werden. Der Fokus liegt dabei auf der Wasserstoffbereitstellung, die letztendliche Anwendung wird nicht betrachtet. Die Ergebnisse zeigen, dass Importregionen trotz hoher Nachfrage vergleichsweise geringe Wasserstoffemissionen aufweisen, da diese häufig in den Exportregionen oder während des Transportes auf den Weltmeeren anfallen. Neben dem Transport sind besonders die Prozesse der Herstellung sowie das Be- und Entladen von Wasserstoff hauptverantwortlich für das Zustandekommen von Wasserstoffemissionen. Sowohl bei steigender Nachfrage als auch höherem Handelsvolumen konnte eine Zunahme der Wasserstoffemissionen festgestellt werden. Die Arbeit liefert dabei einen ersten umfassenden Überblick über die globale Verteilung von Wasserstoffemissionen aus der Wasserstoffbereitstellung.

Inhaltsverzeichnis

ABBILDUNGSVERZEICHNIS	VII
TABELLENVERZEICHNIS	IX
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	X
1 EINLEITUNG	1
2 GRUNDLAGENKAPITEL	4
2.1 ANWENDUNGSBEREICHE VON WASSERSTOFF	4
2.2 GRUNDLAGEN ZUR WASSERSTOFFVERSORGUNG	5
2.3 MARKTVOLUMEN UND KOSTEN DER HEUTIGEN WASSERSTOFFWIRTSCHAFT	11
2.4 KLIMAWIRKUNG VON WASSERSTOFF	13
3 STAND DER FORSCHUNG	15
3.1 WASSERSTOFFBEDARF UND HANDELSSTRUKTUREN	15
3.2 WASSERSTOFFEMISSIONEN	20
4 METHODIK	24
4.1 STRUKTUR DES METHODISCHEN VORGEHENS UND SZENARIENENTWICKLUNG	24
4.2 UNTERSUCHUNGSRAHMEN UND RÄUMLICHE AUFLÖSUNG DES VERSORGUNGSMODELLS	28
4.3 METHODISCHES VORGEHEN IM DETAIL	31
4.3.1 Literaturrecherche	32
4.3.2 Erstellung einer Datenbank	33
4.3.3 Ableitung von Szenarioparametern aus der Datenbank	35
4.4 WEITERE ANNAHMEN IN DER MODELLIERUNG	39
4.4.1 Weitere Modellinputparameter	39
4.4.2 Projektdaten aus CLEANLIEST	40
4.4.3 Darstellung und Auswertung der Ergebnisse mit QGIS	42
5 ERGEBNISDARSTELLUNG	43
5.1 SYNTHESE INTERNATIONALER STUDIEN UND NATIONALER STRATEGIEN ZUR ABLEITUNG DER ZUKÜNFTIGEN WASSER- STOFFNACHFRAGE AUF EBENE VON WELTREGIONEN	43
5.1.1 Globaler Wasserstoffbedarf in unterschiedlichen Bedarfsszenarien	43
5.1.2 Errechneter zukünftiger Wasserstoffbedarf in den betrachteten Weltregionen	46

5.2 ENTWICKLUNG INTERNATIONALER WASSERSTOFFHANDELSSTRUKTUREN UND GEHANDELTEN ANTEIL DER GESAMTERZEUGUNG BIS 2050	49
5.2.1 Weltweite und regionale Wasserstoffherstellungsstruktur	49
5.2.2 Nationale Wasserstoffstrategien	52
5.2.3 Abgeleitete Wasserstoffhandelsstruktur	55
5.2.4 Modellierter Wasserstoffhandelsvolumenstrom	62
5.3 GLOBALE WASSERSTOFFEMISSIONEN AUS HERSTELLUNG UND TRANSPORT BIS 2050 AUF BASIS DER WASSERSTOFFNACHFRAGE UND HANDELSSTRUKTUREN	68
5.3.1 Räumliche Verteilung der Wasserstoffemissionen	68
5.3.2 Anteil der Prozesse an den Wasserstoffemissionen und verlustbedingte Mehrproduktion	75
5.3.3 Räumliche Verteilung der Wasserstoffemissionen auf Regionen-Ebene	78
6. RESÜMEE UND DISKUSSION DER ERGEBNISSE	85
6.1 ZUSAMMENFASSUNG DER WICHTIGSTEN ERGEBNISSE	85
6.2 DISKUSSION	87
6.2.1 Diskussion zu Punkten der Forschungsfrage 1	87
6.2.2 Diskussion zu Punkten der Forschungsfrage 2	89
6.2.3 Diskussion zu Punkten der Forschungsfrage 3	92
7. FAZIT	96
LITERATURVERZEICHNIS	98
EIGENSTÄNDIGKEITSERKLÄRUNG	XII
ANHANG	XIII

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Wasserstoffversorgungskette
Abbildung 2:	Volumetrische und gravimetrische Energiedichte _(LHV) ausgewählter Energieträger
Abbildung 3:	Methodisches Vorgehen der Arbeit
Abbildung 4:	Kombination der Strukturen und entsprechende Zusammensetzung der betrachteten Szenarien
Abbildung 5:	Schematische Funktionsweise und Aufbau des verwendeten Modells aus CLEANLIEST
Abbildung 6:	Untersuchungsrahmen entlang der Versorgungskette von Wasserstoff über den Seeweg
Abbildung 7:	Einteilung der Weltregionen und zugeordnete Hafenstandorte. Eigene Darstellung
Abbildung 8:	Kombination der Datenbankeinträge zur Herleitung vordefinierter Modellinputparameter
Abbildung 9:	(a) Globaler Wasserstoffbedarf in Net-Zero Szenarien. (b) Globaler Wasserstoffbedarf in Transformations-Szenarien. (c) Globaler Wasserstoffbedarf in Business-as-usual Szenarien. (d) Aus dem Median errechneter globaler Wasserstoffbedarf für die Bedarfsszenarien (hoch, mittel, niedrig) für die Jahre 2030, 2040 und 2050
Abbildung 10:	Errechneter zukünftiger Wasserstoffbedarf der Weltregionen in den drei betrachteten Bedarfsszenarien für die Jahre 2030, 2040 und 2050
Abbildung 11:	Räumliche Verteilung der weltweit geplanten Wasserstoffherzeugungsstruktur
Abbildung 12:	Anteil der grünen, blauen und grauen Wasserstoffherzeugung und Selbstversorgungsrate in den Weltregionen
Abbildung 13:	Zeitstrahl zur Veröffentlichung nationaler Wasserstoffstrategien
Abbildung 14:	Verfügbarkeit nationaler Wasserstoffstrategien und strategische Positionierung der Länder innerhalb einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft basierend auf den nationalen Strategien
Abbildung 15:	Wasserstoffhandelsstruktur von Importregionen im Szenario mit niedriger Vernetzung

- Abbildung 16: Wasserstoffhandelsstruktur von Importregionen im Szenario mit mittlerer Vernetzung
- Abbildung 17: Wasserstoffhandelsstruktur von Importregionen im Szenario mit hoher Vernetzung
- Abbildung 18: Handelsvolumen und Handelsstruktur zwischen den Weltregionen in den betrachteten Szenarien. Die Berechnung erfolgte mit dem Modell aus CLEANLIEST
- Abbildung 19: Globale Wasserstoffemissionen durch Erzeugung und Transport in Szenario 1 (niedriger Bedarf – niedrige Vernetzung)
- Abbildung 20: Globale Wasserstoffemissionen durch Erzeugung und Transport in Szenario 2 (hoher Bedarf – niedrige Vernetzung)
- Abbildung 21: Globale Wasserstoffemissionen durch Erzeugung und Transport in Szenario 3 (mittlerer Bedarf – mittlere Vernetzung)
- Abbildung 22: Globale Wasserstoffemissionen durch Erzeugung und Transport in Szenario 4 (niedriger Bedarf – hohe Vernetzung)
- Abbildung 23: Globale Wasserstoffemissionen durch Erzeugung und Transport in Szenario 4 (hoher Bedarf – hohe Vernetzung)
- Abbildung 24: Anteile der betrachteten Prozesse an den Wasserstoffemissionen entlang der Versorgungskette für die Szenarien 1 bis 5
- Abbildung 25: Absolute Wasserstoffemissionen in kt innerhalb der Weltregionen nach Szenario und Jahr

Tabellenverzeichnis

- Tabelle 1: Emissionsraten von Wasserstoff für die betrachteten Prozesse im Untersuchungsrahmen
- Tabelle 2: Verhältnis der Wasserstoffemissionen zur regionsspezifischen Nachfragemenge in kg/t

Abkürzungsverzeichnis

CCUS	Carbon Capture and Utilization or Storage (dt. CO ₂ -Abscheidung und Nutzung oder Speicherung)
CH ₂	Compressed Hydrogen (dt. Komprimierter Wasserstoff)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
e.V.	eingetragener Verein
GW	Gigawatt
GPW	Global Warming Potential (dt. Erderwärmungspotenzial)
kg	Kilogramm
km	Kilometer
kt	Kilotonne
LCOF	Levelized Cost of Fuel (dt. Kraftstoffgestehungskosten)
LCOH	Levelized Costs of Hydrogen (dt. Wasserstoffgestehungskosten)
LH ₂	Liquid Hydrogen (dt. flüssiger Wasserstoff)
LHV	Lower Heating Value (dt. Heizwert)
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier (dt. Flüssige organische Wasserstoffträger)
Mt	Millionen Tonnen
MW	Megawatt
OH	Hydroxyl-Radikal (chemisch vorkommende Verbindung)
SMR	Steam Methane Reforming (dt. Dampfreformierung von Methan)
t	Tonne
z.B.	zum Beispiel

1 Einleitung

Der weltweite Energiebedarf wird aktuell zu etwa 80 % über fossile Energieträger wie Kohle, Erdöl und Erdgas gedeckt (Det Norske Veritas [DNV], 2024b, S. 104). Dabei sind die bei der energischen Nutzung freigesetzten Treibhausgase, insbesondere Kohlenstoffdioxid (CO_2), Hauptursache für den anthropogenen Treibhauseffekt. Weltweit werden daher Maßnahmen ergriffen, um die Emission von Treibhausgasen zu reduzieren, die Energieeffizienz zu steigern und um eine nachhaltige und langfristig tragfähige Energieversorgung aufzubauen. Dabei gibt es verschiedene technologische und strategische Ansätze, um die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu verringern, von der Elektrifizierung des Verkehrssektors über den Ausbau erneuerbarer Energien bis hin zur Förderung von Energieeinsparungen in Industrie und Haushalten. Grundlegend müssen aber fossile Brennstoffe durch alternative, kohlenstofffreie Energieträger substituiert werden. Ein potenzieller Schlüsselbaustein in diesem Transformationsprozess ist die Nutzung von Wasserstoff als Energieträger oder als Rohstoff zur weiteren Verarbeitung.

Wasserstoff zeichnet sich durch seine vielseitigen Einsatzmöglichkeiten aus und hat den entscheidenden Vorteil, dass bei seiner Nutzung kein Kohlenstoffdioxid freigesetzt wird. Besonders in der Stahl-, Glas- und Papierindustrie, der chemischen Verarbeitung, sowie im Seeverkehr und im Luftverkehr wird Wasserstoff als wichtiger Energieträger diskutiert, um Prozesse zu dekarbonisieren, für die eine direkte Elektrifizierung nicht oder nur eingeschränkt möglich ist. Diese wachsende Relevanz von Wasserstoff spiegelt sich auch in der zunehmenden Anzahl nationaler Wasserstoffstrategien und Roadmaps wider. Allein im Zeitraum 2020 bis September 2025 wurden insgesamt 100 nationale Strategiepapiere veröffentlicht.

Der weltweite Wasserstoffbedarf lag im Jahr 2023 etwas über 97 Millionen Tonnen, was einem Anstieg von 2,5 % im Vergleich zum Vorjahr entsprach (International Energy Agency [IEA], 2024a, S. 21). Dabei wird Wasserstoff aktuell fast ausschließlich über die Dampfreformierung von Methan (SMR) hergestellt und in Raffinerien zur Rohöldestillation, der Produktion von Ammoniak oder Methanol sowie in der Stahlherstellung verwendet (African Development Bank Group [AfDB], 2022, S. 10). Diese Herstellungsmethode gilt als besonders kohlenstoffintensiv, weshalb im Hinblick auf die angestrebte Klimaneutralität bis 2050 eine Wasserstoffherstellung aus erneuerbaren Energiequellen im Fokus steht (European Commission, 2021, S. 8). Zukunftsszenarien, welche eine Net-Zero Entwicklung verfolgen gehen davon aus, dass bis zum Jahr 2050 weltweit über 660 Millionen Tonnen Wasserstoff nachgefragt werden

(Hydrogen Council + McKinsey & Company, 2024, S. 5) und davon auch ein signifikanter Teil international gehandelt werden wird (Fakhreddine, Dodds und Butnar, 2025, S. 245).

Dies ist insofern relevant, da Wasserstoff eine signifikante Klimawirkung hat (Ocko & Hamburg, 2022, S. 9350; UK Department for Energy Security and Net Zero [DESNZ], 2022, S. 12). Obwohl Wasserstoff an sich kohlenstofffrei ist und bei der Herstellung, solange Erneuerbare Energien genutzt werden, und der direkten Endnutzung ebenfalls keine CO₂-Emissionen anfallen, entstehen entlang der Versorgungskette dennoch Wasserstoffemissionen. Unter dem Begriff der Wasserstoffemissionen werden in dieser Arbeit sowohl unbeabsichtigte als auch beabsichtigte Freisetzung von Wasserstoff verstanden, die während Herstellung, Transport und Speicherung auftreten können. Diese Verluste erfolgen beispielsweise durch Leckagen an Verdichtern, Ventilen und Dichtungen, durch Diffusion, durch das gezielte Abblasen zur Druckentlastung oder durch Verdampfung bei der Lagerung.

Die Datenlage zu diesen Wasserstoffemissionen ist bislang jedoch dünn. Es existieren nur wenige systematische Analysen zu Wasserstoffemissionen. Beispiele finden sich bei Cooper, Dubey, Bakaloglu und Hawkes (2022); Kleijne et al. (2024); und Zhang, Wang, Chen und Zhang (2024). Das Projekt CLEANLIEST des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), in dessen Rahmen diese Masterarbeit entstanden ist, zielt darauf ab diese Wasserstoffemissionen und deren räumliche Verteilung zu quantifizieren. Ziel dieser Arbeit ist es Einblicke über den zukünftigen Wasserstoffbedarf, den internationalen Handel und die aus Herstellung und Handel resultierenden Wasserstoffemissionen zu geben. Dabei werden die folgenden drei Forschungsfragen beantwortet:

- (1) Welcher sektorenübergreifende zukünftige Wasserstoffbedarf ergibt sich global, abgeleitet aus nationalen Wasserstoffstrategien und der aktuellen Forschungsliteratur, und wie kann dieser Bedarf hinsichtlich verschiedener Bedarfsszenarien auf Weltregionen verteilt werden?*
- (2) Welche zukünftige Erzeugungs- und Handelsstruktur ergibt sich für eine globale Wasserstoffwirtschaft zwischen den Weltregionen unter Berücksichtigung verschiedener Handelsszenarien?*
- (3) In welchem Umfang entstehen Wasserstoffemissionen entlang der Versorgungskette und wie sind sie global räumlich verteilt, hinsichtlich der erarbeiteten Handels- und Bedarfsszenarien?*

Zur deren Beantwortung wurde eine umfangreiche Literaturrecherche und eine Auswertung nationaler Wasserstoffstrategiedokumente durchgeführt. Insgesamt wurden dabei 108 nationale Wasserstoffstrategiedokumente gesichtet. Zusätzlich wurde eine Datenbank erstellt, in welcher die öffentlich zugänglichen Informationen aus der Literatur und den Strategiedokumenten systematisch kategorisiert und ausgewertet wurden. Die Datenbank besteht dabei aus über 3.150 Einträgen und bildet die Grundlage für vier von sieben Parameter der durchgeführten Modellierung. Weitere Parameter wurden im Projekt CLEANLIEST erarbeitet und waren nicht Bestandteil dieser Arbeit.

Insgesamt werden in der Arbeit fünf verschiedene Szenarien betrachtet. Jedes Szenario besitzt dabei einen zeitlichen Verlauf über die Jahre 2030, 2040 und 2050. Die Szenarien unterscheiden sich dabei hinsichtlich der weltweiten Nachfragemenge an Wasserstoff und dem Grad der Vernetzung zwischen den betrachteten Weltregionen. Genauer werden im Rahmen der Arbeit die Prozessschritte Herstellung, Beladung, Transport, Entladung und Speicherung anhand von flüssigem Wasserstoff (LH₂) betrachtet. Der Transport findet auf dem Seeweg anhand von Schiffen statt. Eine Einbindung von Pipelineinfrastruktur oder anderen Wasserstoff-Derivaten findet nicht statt beziehungsweise wurde aufgrund von Umfang und mangelnder Datenlage ausgeschlossen. Das Endergebnis der Arbeit, in die alle vorhergehenden Arbeiten zusammengeführt werden, bildet je ein Wasserstoffemissionskataster pro Szenario und Jahr in 2° Auflösung.

Zunächst werden in Kapitel 2 die grundlegenden Aspekte des Themas dargestellt. Dazu zählen potenzielle Anwendungsbereiche von Wasserstoff, die Wasserstoffversorgungskette einschließlich verschiedener Derivate sowie die Klimawirkung von Wasserstoff. Kapitel 3 bietet einen Überblick über den aktuellen Stand der Forschung. Dabei wird die Arbeit gegenüber bestehenden Studien und in die aktuelle wissenschaftliche Debatte zum globalen Wasserstoffbedarf, zu Handelsstrukturen und zu Emissionsabschätzungen eingeordnet und es wird die in der Arbeit adressierte Forschungslücke herausgearbeitet. Kapitel 4 beschreibt die methodische Vorgehensweise. Es wird die Struktur des Modells erläutert sowie aufgezeigt, wie die Szenarien entwickelt wurden und worin sich diese unterscheiden. In Kapitel 5 erfolgt die Darstellung der Ergebnisse. Kapitel 6 fasst die zentralen Ergebnisse zusammen und diskutiert sie im Kontext der Forschungsfragen. Es folgt das Fazit, welches eine abschließende Bilanz der Arbeit zieht und Ausblick auf zukünftige Forschungsbedarfe gibt.

2 Grundlagenkapitel

Das Grundlagenkapitel dieser Arbeit führt in zentrale Aspekte der Wasserstoffversorgung ein. Es beschreibt die wichtigsten Wasserstoffderivate, deren Einsatzbereiche sowie die strukturellen Elemente einer möglichen globalen Wasserstoffwirtschaft. Damit schafft es die fachliche Basis für die nachfolgende Analyse.

2.1 Anwendungsbereiche von Wasserstoff

In 2020 hat das Institut für Vernetzte Energiesysteme des DLR im Rahmen einer zweiteiligen Studie die zukünftigen Anwendungsmöglichkeiten von Wasserstoff thematisiert (Agert et al., 2020; Roeb et al., 2020). Der erste Teil fokussiert sich auf Technologien und Perspektiven im Bereich Erzeugung, Transport und Speicherung, während der zweite Teil vor allem mögliche Anwendungsfelder in den Bereichen Verkehr, Industrie, Strom und Wärme behandelt. Ein zentrales Ergebnis der Studie ist, dass Wasserstoff ein essentieller Baustein für ein klimaneutrales Energiesystem der Zukunft darstellen kann.

Der AfDB (2022, S. 11-12) zufolge kann Wasserstoff in nahezu allen Sektoren Anwendung finden. Sowohl Agora Industrie (2023, S. 7), die Energy Transitions Commission (2021, S. 68), und International Renewable Energy Agency [IRENA] (2022b, S. 17) heben jedoch hervor, dass der Einsatz von Wasserstoff zur Dekarbonisierung zunächst gezielt auf zentrale Anwendungsbereiche konzentriert werden sollte, bei denen eine Dekarbonisierung mit konventionellen Technologien nur schwer oder besonders kostenintensiv umsetzbar ist. Die größten CO₂-Einsparpotenziale im Industriesektor bestehen insbesondere bei der Stahlindustrie, gefolgt vom Transport- und Energiesektor, während im Gebäudesektor hingegen das Potenzial von Wasserstoff zur CO₂-Emissionsreduktion vergleichsweise gering ist (Hydrogen Council, 2021, S. 28).

Nach Goita et al. (2025, S. 2) und Johnson et al. (2025, S. 355) ist die Stahlindustrie für etwa 8 % bis 9 % der globalen CO₂-Emissionen verantwortlich. Pro produzierter Tonne Stahl werden rund 1,85 Tonnen CO₂-Äquivalent emittiert. Durch den Einsatz von grünem Wasserstoff kann dieser Wert auf bis zu 0,46 Tonnen CO₂-Äquivalent pro Tonne reduziert werden. Die dabei noch verbleibenden Treibhausemissionen resultieren aus den Lebenszyklusemissionen der Stromerzeugung sowie aus den Emissionsraten von Wasserstoff entlang der Versorgungskette (Goita et al., 2025, S. 3).

2.2 Grundlagen zur Wasserstoffversorgung

Im Jahr 2023 erreichte der weltweite Wasserstoffbedarf über 97 Millionen Tonnen, was einem Anstieg von 2,5 % im Vergleich zum Vorjahr entspricht. Den höchsten Bedarf verzeichnete China mit rund 28 Millionen Tonnen, gefolgt von den Vereinigten Staaten mit etwa 16 Millionen Tonnen sowie dem Nahen Osten mit rund 13 Millionen Tonnen. Indien kam auf knapp 9 Millionen Tonnen, während Europa mit einem Bedarf von etwas unter 8 Millionen Tonnen an fünfter Stelle lag (IEA, 2024a, S. 21).

Wasserstoff wird aktuell fast ausschließlich in großindustriellen Prozessen wie der Erdölverarbeitung, der Produktion von Ammoniak oder Methanol sowie in der Stahlherstellung verwendet (IEA, 2024a, S. 21). Dabei handelt es sich um sogenannte gebundene Anwendungen, bei denen die Wasserstofferzeugung und der Verbrauch am selben Ort stattfinden (Bond, Gül, Reimann, Buchmann & Wokaun, 2011, S. 1123; IEA, 2024a, S. 31-32). Die derzeit häufigste Methode zur Wasserstoffgewinnung ist die Dampfreformierung von Methan (SMR), gefolgt von der Kohlevergasung (AfDB, 2022, S. 10; IEA, 2024a, S. 60). Generell gelten diese beiden Verfahren als besonders kohlenstoffintensiv (European Commission, 2021, S. 8). So betragen die mit der Wasserstoffproduktion verbundenen Emissionen laut der IEA (2024a, S. 22) 920 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent und nach Terlouw, Rosa, Bauer und McKenna (2024, S. 5) 1350 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent, was rund 2 % der globalen CO₂-Emissionen entspricht.

Zur Klassifizierung der verschiedenen Methoden der Wasserstofferzeugung werden Farben verwendet. Diese Einteilung ist jedoch nicht standardisiert, weshalb es in der Literatur zu unterschiedlichen Zuordnungen kommt. So bezeichnen beispielsweise Mekonnin, Waclawiak, Humayun, Zhang und Ullah (2025, S. 4) Wasserstoff aus Kohlevergasung als Grau, während DNV (2022, S. 49) und der World Energy Council (2021b, S. 15) je nach eingesetzter Kohle zwischen den Farben Braun bei Braunkohle und Schwarz bei Steinkohle unterscheiden.

Im Rahmen dieser Arbeit wird Wasserstoff als grün bezeichnet, wenn dieser mittels Elektrolyse und unter Einsatz erneuerbarer Energien hergestellt wird. Algburi et al. (2025, S. 2) weisen darauf hin, dass auch andere Produktionsverfahren, darunter verschiedene biologische Prozesse, als „grün“ eingestuft werden können. Herkömmliche Produktionsverfahren mit CO₂-Abscheidung (Carbon Capture and Utilization or Storage, kurz CCUS) werden in der Arbeit als blau eingestuft, während solche ohne Abscheidung als grau gelten.

Die Herstellung von grünem Wasserstoff lag im Jahr 2023 bei weniger als 0,1 Millionen Tonnen und entsprach damit lediglich 0,103 % der weltweiten Wasserstoffproduktion (IEA, 2024a, S. 61). Die global installierte Elektrolysekapazität erreichte bis zum Jahr 2024 rund 1,4 GW, wobei sich der Großteil dieser Kapazität in China befand (IEA, 2024a, S. 59).

Abbildung 1 zeigt einen modellhaften Aufbau einer Wasserstoffversorgungskette, welche im weiteren Text näher erläutert wird.

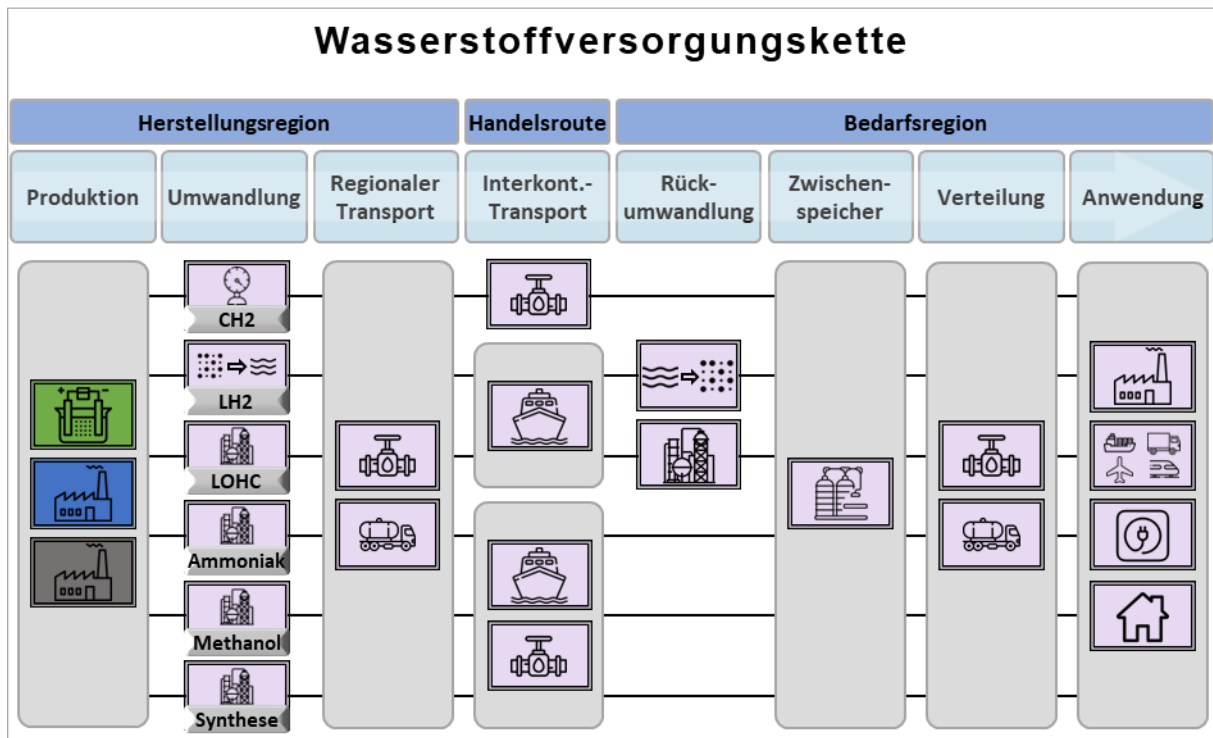


Abbildung 1: Wasserstoffversorgungskette. Eigene Darstellung nach Chen et al. (2023, S. 17353); European Commission (2022b, S. 160) und Raksha, Bünger, Albrecht, Michalski und Zerhusen (2020, S. 61).

Nach der Herstellung wird der Wasserstoff in verschiedene Wasserstoffderivate umgewandelt. Dazu zählen komprimierter Wasserstoff (CH₂), über Kühlung verflüssigter Wasserstoff (LH₂), flüssige organische Wasserstoffträger (Liquid Organic Hydrogen Carrier, kurz LOHC), Ammoniak, Methanol sowie synthetische Kraftstoffe, die über die Fischer-Tropsch-Synthese hergestellt werden. Bei der Fischer-Tropsch-Synthese wird Wasserstoff zusammen mit Kohlenstoffdioxid über eine vorgelagerte Reaktion in Synthesegas umgewandelt, welches dann bei der eigentlichen Synthese durch Zugabe weiteren Wasserstoffs zu Kohlenwasserstoffketten reagiert. Dieser Prozess wird verwendet um synthetische Kraftstoffe herzustellen.

Diese unterschiedlichen Derivate werden eingesetzt, um ein zentrales Problem zu lösen. Gasförmiger Wasserstoff besitzt im Vergleich zu anderen Energieträgern eine sehr geringe volumetrische Energiedichte (Holst et al., 2025, S. 10). Beim Transport per Schiff kann daher, bedingt durch ein begrenztes Ladevolumen, nur eine deutlich geringere Energiemenge befördert werden. Die Wahl des jeweiligen Derivats hängt laut der AfDB (2022, S. 21) in erster Linie von ökonomischen Faktoren und von der geplanten Endanwendung ab.

Die verschiedenen Wasserstoffderivate unterscheiden sich deutlich in ihrem Verhältnis von volumetrischer zu gravimetrischer Energiedichte. Abbildung 2 gibt einen Überblick der gängigsten Wasserstoffderivate im Vergleich zu ausgewählten konventionellen Energieträgern.

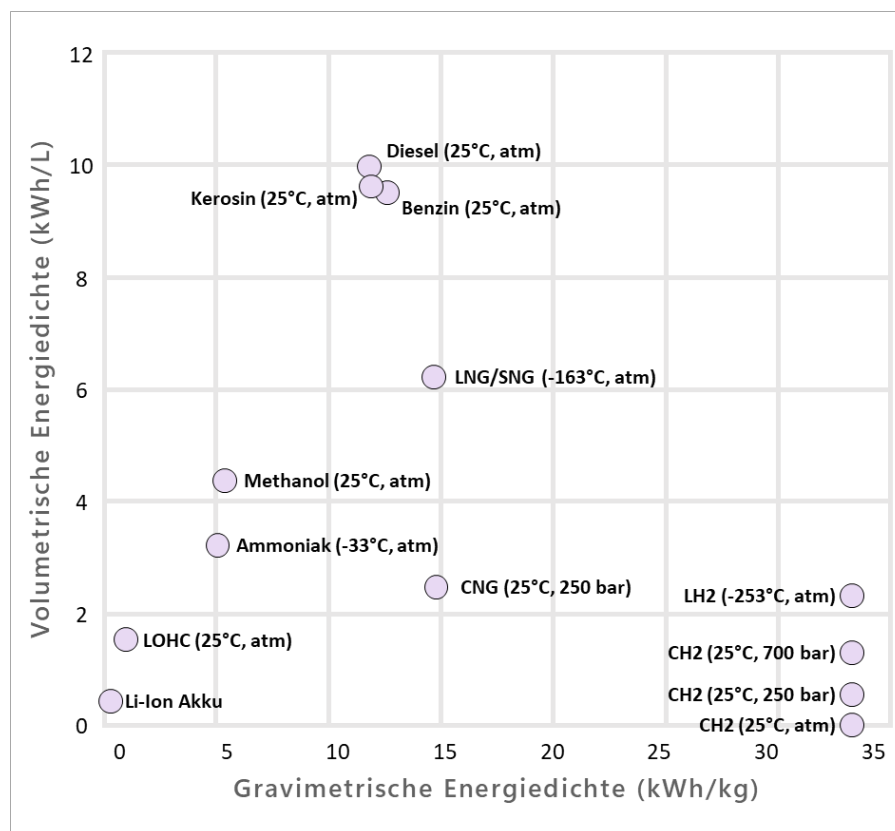


Abbildung 2: Volumetrische und gravimetrische Energiedichte_(LHV) ausgewählter Energieträger. Verändert nach Holst et al., 2025, S. 10 und IRENA, 2022c, S. 18. (LNG/SNG = Liquid / Synthetic Natural Gas, CNG = Compressed Natural Gas). – [In der Grafik ist der Systemwert der Energieträger dargestellt, d. h. der real nutzbare Energiegehalt pro Liter Speichersystem unter der Berücksichtigung von technischen Einschränkungen wie Isolierung, Sicherheitsabstand und Tankstruktur. Beispielsweise beträgt die Energiedichte von flüssigem Wasserstoff als Systemwert ausgedrückt rund 2,4 kWh/l, während die Energiedichte als Stoffwert betrachtet bei etwa 8,5 kWh/l liegt. Der Systemwert ist geringer, da die praktisch verfügbare Energie pro Liter Tankvolumen abbildet wird. Bei den anderen Energieträgern gibt es bei der Betrachtung zwischen Stoffwert und Systemwert keine so großen Unterschiede, die Werte sind nahezu identisch.]

Die einfachste Methode die volumetrische Energiedichte zu erhöhen, ist die Kompression. Anschließend lässt sich der Wasserstoff über Pipelines zum Verbrauchsort transportieren (European Commission, 2022b, S. 42). Pipelines zeichnen sich im Vergleich zu anderen Transportoptionen durch niedrige Betriebskosten und eine lange Lebensdauer aus (Roland Berger, 2021, S. 8). Darüber hinaus können sie als Pufferspeicher genutzt werden und unter bestimmten Voraussetzungen ist auch die Umnutzung bereits bestehender Gasleitungen für den Wasserstofftransport möglich (European Commission, 2022b, S. 42-43).

Dem Bericht des Consultingunternehmens Roland Berger (2021, S. 8) zufolge bestehen Hemmnisse sowohl beim Neubau als auch bei der Umnutzung von Pipelines. Denn der Neubau ist mit hohen Anfangsinvestitionen, komplexen Genehmigungsverfahren und langen Planungs- und Bauzeiten verbunden, insbesondere bei grenzüberschreitenden Vorhaben. Bei der Umnutzung von Pipelines ist zudem die Materialverträglichkeit nicht in allen Fällen gewährleistet. Wasserstoff weist die Eigenschaft auf, Materialien zu verspröden, wodurch Lebensdauer, Funktionsfähigkeit und Sicherheit von Pipelines beeinträchtigt werden können (European Commission, 2022b, S. 42; Roland Berger, 2021, S. 8). Weiterführende Informationen zur Materialverträglichkeit finden sich bei Feck (2009, S. 46). Darüber hinaus führen Roland Berger (2021, S. 8) in deren Bericht an, dass für den wirtschaftlichen Betrieb große Abnahmemengen erforderlich sind. Sollte Wasserstoff dennoch im großen Stil über Pipelines transportiert werden, ist der technische Ablauf laut Raksha et al. (2020, S. 62) prinzipiell mit dem heutigen Pipeline-Transport von Methan vergleichbar.

Eine deutliche Steigerung der volumetrischen Energiedichte kann durch die Verflüssigung von Wasserstoff erreicht werden. Dabei wird der Wasserstoff nach der Herstellung auf unter -253°C abgekühlt (Holst et al., 2025, S. 11). Dieser Prozess gilt als technisch anspruchsvoll und energieintensiv (Roland Berger, 2021, S. 11). Zudem kommt es während der Handhabung zu unvermeidbaren Rückverdampfungsverlusten, sogenanntes „boil-off gas“ (BOG) (Johnson et al., 2025, S. 359; Raksha et al., 2020, S. 61-62).

Eine weitere Option bietet die Verwendung von Ammoniak. Ammoniak ist ein essenzieller Rohstoff für die Düngemittelproduktion, sowie für zahlreiche andere Anwendungen in der chemischen Industrie (Holst et al., 2025, S. 11; Roland Berger, 2021, S. 9). Die Herstellung erfolgt in der Regel über das Haber-Bosch-Verfahren, bei dem Stickstoff aus der Atmosphäre zusammen mit Wasserstoff unter hohem Druck und hoher Temperatur zu Ammoniak synthetisiert

wird (DNV, 2024a, S. 3). Der Transport findet in flüssiger Form bei -33°C statt, ist bereits weit verbreitet, und das Ammoniak kann bei Bedarf am Zielort in Stickstoff und Wasserstoff zurückgewandelt werden (Roland Berger, 2021, S. 9). Eine industrielle Umsetzung dieser Rückwandlung steht jedoch noch aus, weshalb aktuell die direkte stoffliche oder energetische Nutzung im Vordergrund steht (Holst et al., 2025, S. 11; Raksha et al., 2020, S. 63; Roland Berger, 2021, S. 11). Die AfDB (2022, S. 22) und Roland Berger (2021, S. 9) sehen den Vorteil, dass grüner Wasserstoff unkompliziert in die Ammoniakproduktion integriert werden kann um grünes Ammoniak zu erzeugen und somit zur Dekarbonisierung der Düngemittelherstellung beizutragen. Nachteile ergeben sich insbesondere aus der toxischen Eigenschaft von Ammoniak, weshalb umfassende Sicherheitsmaßnahmen erforderlich sind (Roland Berger, 2021, S. 11).

Andere Trägermedien sind Methanol und LOHC. Methanol wird überwiegend in der chemischen Industrie als Ausgangsstoff verwendet, lässt sich flüssig transportieren und kann wie Ammoniak sowohl stofflich als auch energetisch genutzt werden (Holst et al., 2025, S. 11). Ein Nachteil besteht jedoch darin, dass bei der Herstellung erneut Kohlenstoff in den Kreislauf eingebracht wird, der bei der Verbrennung, beispielsweise als Schiffskraftstoff, wieder CO_2 emittiert (AfDB, 2022, S. 23). LOHC sind flüssige Trägermoleküle, in denen Wasserstoff durch energetischen Aufwand chemisch gebunden und auch wieder freigesetzt werden kann (AfDB, 2022, S. 22; Roland Berger, 2021, S. 11). Ein Nachteil von LOHC besteht darin, dass das Trägermolekül nach der Wasserstoffabgabe wieder zum Ort der Wasserstofferzeugung zurücktransportiert werden muss, was zu einem erhöhten Transportaufwand führt.

Nach dem Transport ist in der Regel eine temporäre Speicherung erforderlich. Dabei hängt die Art der Speicherlösung von dem verwendeten Trägermedium ab. Einen Überblick der unterschiedlichen Speicheroptionen geben DNV (2022, S. 60) und Mekonnen et al. (2025). Zu den gängigsten Optionen zählen Druckbehälter, vergleichbar mit handelsüblichen Gasflaschen, sowie die unterirdische Speicherung unter atmosphärischem Druck, etwa in Salzkavernen oder ausgeförderten Ölförderstätten. Je nach Speicherform variieren dabei unter anderem die Kosten, die Anforderungen an Sicherheit sowie die technische Handhabbarkeit.

Generell gilt, dass mit jedem zusätzlichen Umwandlungsschritt die Energieeffizienz sinkt. Ajanovic, Sayer und Haas (2024, S. 7) geben für verschiedene Transportpfade, ausgehend von der erzeugten Wasserstoffmenge als Bezugsgröße, die Effizienzgrade an. Die höchste Effizienz weist demnach der Transport von CH_2 über Pipeline mit etwa 87 % auf. Der Transportweg über

die Verflüssigung mit anschließender Rückvergasung liegt zwischen 73 % und 79 %. Beim Transport in Form von Ammoniak beträgt die Effizienz ohne Rückumwandlung etwa 85 %, mit anschließender Rückumwandlung sinkt diese auf 63 % ab. Den schlechtesten Wert hat die Nutzung von LOHC mit 58 %. Wird die gesamte Versorgungskette betrachtet, dann schwanken die Effizienzwerte deutlich und sind stark von der gewählten Anwendung und Transportweg abhängig. Weiterführende Informationen dazu finden sich bei Ajanovic, Sayer und Haas (2024, S. 13-14), DNV (2022, S. 18), Johnson et al. (2025, S. 360) und Wallington et al. (2024).

Des Weiteren rückt zunehmend auch der Land- und Wasserverbrauch einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft in den Fokus der Diskussion. Bei der Elektrolyse werden durchschnittlich 10 Liter gereinigtes Wasser pro Kilogramm erzeugtem Wasserstoff benötigt (IEA, 2024a, S. 89). Verschiedene Studien, darunter Terlouw et al. (2024, S. 6), Thelen et al. (2024, S. 7) und auch die IEA (2024a, S. 91), weisen darauf hin, dass ein erheblicher Anteil der geplanten Wasserstoffproduktion in Regionen mit Wasserknappheit liegt. Dazu zählen unter anderem die Westküste der Vereinigten Staaten, Teile Lateinamerikas, Nordafrika, Teile des südlichen Afrikas, Indien, China sowie Australien. Salzwasser ist für die Elektrolyse nicht direkt nutzbar, weshalb zusätzliche Energie für Entsalzungsanlagen erforderlich ist (Serafini, Weidner & Bolland, 2025, S. 5).

Dieser Ressourcenverbrauch sowie die mit der Herstellung von Wasserstoff verbundenen CO₂-Emissionen spielen zudem eine zentrale Rolle bei der Zertifizierung von grünem Wasserstoff. Für eine Einstufung als „grün“ darf in der Europäischen Union der Schwellenwert von 3,4 kg CO₂-Äquivalent pro Kilogramm Wasserstoff bei einer Betrachtung von der Herstellung bis zum Zeitpunkt der Nutzung nicht überschritten werden. Japan hat den gleichen Schwellenwert, betrachtet aber nur die initiale Herstellung (IRENA, 2024c, S. 53). Weitere Informationen bezüglich der Zertifizierung und dem Aufbau eines standardisierten globalen Wasserstoffmarktes finden sich bei IRENA (2022e) und IRENA (2023).

Als Effekte einer Wasserstoffwirtschaft gilt für Exporteure im Allgemeinen, dass mit steigendem Exportvolumen nicht nur die Herstellungskosten für Wasserstoff sinken, sondern auch die inländischen Strompreise tendenziell zurückgehen. Dies liegt daran, dass der zunehmende Export mit einer Ausweitung der Produktion von günstigem Strom aus neu installierten erneuerbaren Energien einhergeht, was zu einem Stromüberschuss und damit zu niedrigeren Preisen für inländische Verbraucher führt (Wietschel et al., 2024, S. 43).

Für Importländer stellen Ishimoto, Kurosawa, Sasakura und Sakata (2017) am Beispiel Japans fest, dass Wasserstoff unter der Annahme einer globalen Produktion und Handelbarkeit von CO₂-freiem Wasserstoff sowohl auf globaler als auch auf nationaler Ebene zur Reduktion von Stromkosten, zur Verbesserung der Energiesicherheit und zur Minderung von CO₂-Emissionen beitragen kann.

2.3 Marktvolumen und Kosten der heutigen Wasserstoffwirtschaft

Der globale Wasserstoffmarkt befindet sich laut der IEA (2023, S. 99) gegenüber den in Zukunftsszenarien angenommenen Handelsmengen in einem frühen Entwicklungsstadium. Der bisherige Handel mit Wasserstoff erfolge lediglich in begrenztem Umfang, etwa zwischen Industriegebieten Belgiens, Frankreich und den Niederlanden. Im Jahr 2024 wurden dabei weltweit etwa 93.600 Tonnen, bei einem Handelsvolumen von rund 200 Millionen US Dollar, gehandelt (International Trade Centre [ITC], 2024). Dementsprechend wurden von der weltweit nachgefragten Menge 0,0965 % gehandelt.

Die drei größten Märkte waren dabei die Vereinigten Staaten mit 67,5 Millionen US-Dollar, gefolgt von Frankreich mit 44,3 Millionen US-Dollar und den Niederlanden mit 10,9 Millionen US-Dollar (ITC, 2024). Diese drei Länder bilden zusammen 61 % des weltweiten Importmarktes. Eine Tabelle zu den Top 40 Importeuren aus dem Jahr 2024 findet sich im Anhang A.

Dementsprechend wird die Handelsstruktur durch wenige einzelne Verbindungen geprägt. Ein Beispiel dafür ist der Wasserstoffimport Mexikos aus den Vereinigten Staaten. Im Jahr 2024 wurden von Mexiko 56.700 Tonnen Wasserstoff im Wert von 6,5 Millionen US-Dollar importiert (ITC, 2024). Allein diese Handelsverbindung entspricht rund 60,6 % der zu dem Zeitpunkt weltweit gehandelten Wasserstoffmenge. Zukünftige Net-Zero Szenarien gehen von weltweiten Handelsmengen von bis zu 250 Millionen Tonnen im Jahr 2050 aus (Fakhreddine et al., 2025, S. 245).

Der aktuelle Wasserstoffhandel erfolgte dabei vorrangig in gasförmiger Form. Der Transport in verflüssigter Form oder als LOHC wurde bislang nur im Rahmen erster Pilotprojekte demonstriert. Im Jahr 2020 wurde der erste internationale Handel mit LOHC zwischen Brunei und Japan durchgeführt, wobei 102 Tonnen Wasserstoff per Schiff transportiert wurden. Im

Jahr 2022 wurde zudem erstmals eine Ladung von 75 Tonnen LH₂ von Australien nach Japan verschifft (European Clean Hydrogen Alliance [ECH₂A], 2023, S. 21). Bei Letzterem kam es im australischen Hafen aufgrund einer Ventilstörung zu einem Zwischenfall (Australian Transport Safety Bureau [ATSB], 2022, S. 2).

Der Handel mit Ammoniak ist dagegen bereits gut etabliert. Aktuell liegt das weltweite Handelsvolumen bei etwa 20 Millionen Tonnen, was etwa 3,5 Millionen Tonnen Wasserstoff entspricht (IEA, 2023, S. 21; ECH₂A, 2023, S. 15). Rund 10 % der weltweit produzierten Ammoniakmenge werden gehandelt (DNV, 2024a, S. 9). Derzeit sind 150 Häfen für den Umschlag von Ammoniak geeignet (IEA, 2024a, S. 130; IRENA, 2022c, S. 26). Vor diesem Hintergrund gilt Ammoniak als ein geeignetes Transportmedium für Wasserstoff.

Die ECH₂A (2023, S. 15) und auch die European Commission (2022b, S. 9) heben jedoch hervor, dass für die gesetzten Ziele ein massiver Ausbau der weltweiten Infrastruktur notwendig ist, da andernfalls die bestehende Infrastruktur zu einem limitierenden Faktor werden könnte.

Hinzu kommt, dass die derzeitigen Transportkosten als zu hoch gelten. In Pilotprojekten lagen diese zwischen 6,5 und 17,3 US-Dollar pro Kilogramm Wasserstoff (IRENA, 2022b, S. 47). In der Literatur gilt es aber als allgemeiner Konsens, dass mit zunehmendem Handelsvolumen und dem Ausbau der Infrastruktur, begünstigt durch Skaleneffekte und dem Markteintritt weiterer Akteure, die spezifischen Transportkosten deutlich sinken werden (European Commission, 2022a, S. 32-35; Frieden & Leker, 2024, S. 1809-1810; Makepeace, Tabandeh, Hossain & Asaduz-Zaman, 2024, S. 1189-1190; World Energy Council, 2021a, S. 6).

Neben den Transportkosten stehen besonders die sogenannten Levelized Costs of Hydrogen (LCOH) im Zentrum der wissenschaftlichen Diskussion. Diese geben die durchschnittlichen Herstellungskosten pro Kilogramm Wasserstoff eines Standortes an. Hauptkostentreiber bei grünem Wasserstoff sind dabei die Stromkosten, während beim blauen Wasserstoff sowohl Strom- als auch Gaspreise maßgeblich sind (Energy Transitions Commission 2021, S. 54; Johnson et al., 2025, S. 362).

Fasihi und Breyer (2020, S. 13) zeigen, dass die LCOH tendenziell mit zunehmender Entfernung von Küstenregionen ansteigen. Als besonders geeignet für die Produktion von grünem Wasserstoff gelten daher Hybridstandorte, an denen sich saisonale Schwankungen von Sonneneinstrahlung und Windgeschwindigkeit gegenseitig ausgleichen.

Collis und Schomäcker (2022, S. 11-13) kombinieren Produktions- und Transportkosten und analysieren die Gesamtkosten für ausgewählte Importzentren, darunter Köln und Tokio. Die Ergebnisse zeigen, dass es bei Betrachtung aller Transportoptionen ab einer Distanz von etwa 1.000 km in den meisten Fällen ökonomisch am sinnvollsten ist, den Wasserstoff zunächst vom Produktionsstandort zum nächstgelegenen Hafen zu transportieren und anschließend per Schiff nach Köln zu transportieren.

Eine weiter ausführliche Darstellung der Zusammensetzung der Gesamtkosten unterschiedlicher Trägermedien für Wasserstoff findet sich in Daiyan et al. (2021, S. 90-97). Als Hauptkostentreiber erweist sich deutlich der Herstellungsprozess, der mehr als die Hälfte der Gesamtkosten ausmacht. Weitere nennenswerte Kosten entstehen insbesondere in den Bereichen der Umwandlung und Rückumwandlung. Der eigentliche Transport der Wasserstoffderivate verursacht aufgrund der großen auf einmal bewegten Mengen vergleichsweise geringe Kosten und trägt lediglich etwa 6,9 % zum Endpreis bei.

Shirizadeh et al. (2023) und IRENA (2022d) prognostizieren für das Jahr 2050 anhand geographischer Analysen, unter der Berücksichtigung von Faktoren wie Flächen- und Wasserbedarf, eine Preisspanne zwischen 1 und 5 US-Dollar pro importiertem Kilogramm grünem Wasserstoff. Der untere Bereich dieser Spanne nähert sich dabei zunehmend der 1-Dollar-Grenze an, die als wirtschaftlicher Vergleichswert für die konventionelle Wasserstoffherstellung über SMR gilt (Hasan & Shabaneh, 2022, S. 15).

2.4 Klimawirkung von Wasserstoff

Bei Wasserstoff handelt es sich um ein indirektes Klimagas, da es in der Atmosphäre chemische Reaktionen beeinflusst, die wiederum die Konzentration und Lebensdauer anderer klimawirksamer Gase verändern (IEA, 2024a, S. 214; Hauglustaine et al., 2022, S. 2; Sand et al., 2023, S. 2). Bei Freisetzung werden 70 % bis 80 % des Wasserstoffs durch Aufnahme von Mikroorganismen am Boden abgebaut, der übrige Teil reagiert in der Atmosphäre (Ocko & Hamburg, 2022, S. 9350). Paulot et al. (2021, S. 13542) zeigen global aufgelöst, wie die Wasserstoffkonzentration in der Atmosphäre über das Jahr hinweg schwankt. Gerade die landreiche Nordhalbkugel trägt in den Sommermonaten zum Abbau bei. Der übrige Teil reagiert mit dem in der Atmosphäre natürlich vorkommenden Hydroxyl-Radikal (OH) zu Wasser. Da das Hydroxyl-

Radikal nun nicht mehr zur Verfügung steht, werden Konzentration und Lebensdauer anderer klimarelevanter Gase wie Methan, Wasserdampf und Ozon erhöht.

Das Treibhauspotenzial (Global Warming Potential, kurz GWP) von Wasserstoff wurde in der Literatur lange unterschätzt (Ocko & Hamburg, 2022, S. 9350-9352). Gründe dafür sind, dass atmosphärische Strahlungseffekte in der Troposphäre zunächst unzureichend oder gar nicht berücksichtigt wurden. Zudem basiert das GWP üblicherweise auf einem Zeitraum von 100 Jahren, während Wasserstoff in der Atmosphäre aber nur eine deutlich kürzere Lebensdauer von nur wenigen Jahren aufweist (Ocko & Hamburg, 2022, S. 9350-9352).

Nach dem DESNZ (2022, S. 54) besitzt Wasserstoff ein $\text{GWP}_{(100)}$ von 11 ± 5 . Für eine Betrachtung über 20 Jahre wurde ein $\text{GWP}_{(20)}$ von 32 ± 12 errechnet. Eine aktuellere Studie von Sand et al. (2023, S. 5) berechnet anhand von Simulationen detaillierter atmosphärischer Modelle ein $\text{GWP}_{(100)}$ von $11,6 \pm 2,8$ sowie ein $\text{GWP}_{(20)}$ von $37,3 \pm 15,1$.

Wasserstoffemissionen können dabei entlang der gesamten Versorgungskette auftreten. Typische Quellen sind Leckagen an Dichtungen, Ventilen und anderen Komponenten sowie betriebsbedingte Vorgänge wie Venting und Purging.

Venting bezeichnet das kontrollierte Abführen oder Abblasen von Gasen zur Druckentlastung eines Systems, beispielsweise beim Anfahren oder Abschalten von Anlagen, während Wartungen oder in Überdrucksituationen. Dabei wird der Wasserstoff gezielt in die Atmosphäre freigesetzt, um die Betriebssicherheit der Anlage zu gewährleisten. Purging beschreibt das Spülen von Leitungen, Behältern und Prozesskomponenten, um diese von Restgasen zu befreien oder auf einen sicheren Betrieb vorzubereiten. Beim Spülvorgang kann Wasserstoff aus Prozessleitungen ausgespült und in die Atmosphäre abgegeben werden. Dabei ist zu beachten, dass es bislang nur sehr wenige und begrenzte Daten über die Freisetzung von Wasserstoff gibt, insbesondere darüber, welche konkreten Mengen innerhalb einzelner Prozessschritte anfallen. Unterschiedliche in der Literatur vorkommende Wasserstoffemissionsraten werden in Kapitel 3.2 vorgestellt. Die letztendlich in dieser Arbeit verwendeten Wasserstoffemissionsraten finden sich in Kapitel 4.4.2.

3 Stand der Forschung

Kernaspekt dieser Arbeit ist die Darstellung der Verteilung der weltweiten Wasserstoffemissionen entlang der Versorgungskette im Rahmen unterschiedlicher Szenarien einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft. Daher sind besonders die Themenfelder Wasserstoffbedarf, Handelsstruktur und Wasserstoffemissionen entlang der Versorgungskette von Bedeutung. Dieses Kapitel vergleicht methodischen Ansätze und zentrale Ergebnisse, um daraus die bestehende Forschungslücke für die vorliegende Arbeit abzuleiten.

3.1 Wasserstoffbedarf und Handelsstrukturen

In der Literatur lassen sich drei Betrachtungsebenen zur Analyse des zukünftigen Wasserstoffbedarfs unterscheiden. Dazu zählen erstens die globale Gesamtbetrachtung, zweitens die Betrachtung eines einzelnen Landes oder einer Region und drittens eine globale Betrachtung mit Aufschlüsselung nach Weltregionen oder einzelner Länder.

Die Ebene der globalen Betrachtungen ist geprägt von unterschiedlichen Szenarien und deren jeweilig angestrebtem Grad an Transformation. Eine aktuelle Auflistung und Gegenüberstellung relevanter Szenarien findet sich in Kapitel 5.1.1.

Angaben auf Ebene einzelner Länder werden häufig durch politische Zielsetzungen und nationale Wasserstoffstrategien dominiert und orientieren sich in der Regel an einem ambitionierten und transformationsgetriebenen Pfad.

Wappler et al. (2022) kombinieren zwar diese zwei Ebenen, in der Meta-Analyse mit insgesamt 18 Studien und 25 nationalen Wasserstoffstrategien liegt der Fokus aber auf der technischen und marktwirtschaftlichen Machbarkeit der Bedarfsdeckung. Bewertet wird die Entwicklung der Elektrolyseurproduktion. Für Wasserstoff wird eine Bedarfspanne zwischen 77 und 212 Millionen Tonnen für das Jahr 2030 und 148 bis 660 Millionen Tonnen für das Jahr 2050 ermittelt. Die Studie zeigt, dass für ein Net-Zero Szenario in 2030 über 700 GW Elektrolysekapazität erforderlich wären, während die derzeitigen Produktionskapazitäten weit hinter diesem Ziel zurückbleiben.

Gezielte systematische Prognosen des globalen Wasserstoffbedarfs mit länderspezifischer Aufschlüsselung sind bislang selten. Konkret konnten nur zwei Studien identifiziert werden, die

diesen Ansatz verfolgen. Dabei zeigt sich, dass es keine einheitliche Methodik zur Bedarfsbestimmung gibt.

So leiten Tonelli et al. (2023) den länderspezifischen Wasserstoffbedarf über einen Top-Down Ansatz für das Jahr 2050 im Rahmen eines Net-Zero Szenarios aus einem globalen Referenzwert von 400 Millionen Tonnen ab. Die Aufschlüsselung auf Länderebene erfolgt auf Grundlage historischer Energiedaten aus dem Jahr 2020. Zur Berechnung des zukünftigen Wasserstoffbedarfs wird angenommen, dass sich der Energieverbrauch eines Landes bis 2050 proportional zur Entwicklung der Bevölkerungszahl verändert. Es wird jedoch nur eine eingeschränkte sektorale Abdeckung vorgenommen. Sowohl der Gebäudesektor als auch der Stromsektor bleiben unberücksichtigt, obwohl insbesondere im Stromsektor ein potenziell erheblicher Wasserstoffeinsatz zu erwarten wäre.

Galimova et al. (2023) ermittelt den länderspezifischen Bedarf mithilfe eines Bottom-Up Ansatzes. Grundlage ist ein hauseigenes kostenoptimierendes Modell, mit der Annahme, dass bis 2050 das weltweite Energiesystem vollständig auf erneuerbaren Energien basiert. Dabei wird die Welt in 145 Modellregionen unterteilt, die später auf 92 Länder oder Regionen aggregiert werden. Die Herleitung basiert auf dem regionalen Energiebedarf, den Erzeugungspotenzialen für Wind- und Solarstrom sowie der verfügbaren Fläche. Anschließend erfolgt eine Klassifikation der Regionen auf Basis der Levelized Cost of Fuel (LCOF). Länder mit niedrigen Produktionskosten gelten als Exporteure, Länder mit hohen Kosten als Importeure. Dabei wird jedoch nicht der eigentliche Wasserstoffbedarf ausgewiesen, sondern es wird die zukünftige Nachfrage an Ammoniak, Methanol und synthetischen Kraftstoffen betrachtet. Eine weitere Besonderheit besteht darin, dass Importländer ihren gesamten Bedarf ausschließlich über Importe decken. Daher ist eine teilweise Eigenproduktion von Importländern in dem Modell nicht vorgesehen.

Gängiger ist die weltweite Bedarfsschätzung anhand einer Aufschlüsselung nach größeren Weltregionen. Dabei ist wichtig zu erwähnen, dass diese Bedarfsprognosen stets im Zusammenhang mit modellierten Handelsstrukturen stehen. Der regionale Bedarf wird also nicht isoliert betrachtet, sondern ist unmittelbar mit potenziellen Handelsflüssen verknüpft. Dafür werden häufig Kostenoptimierungsmodelle verwendet.

Ein umfassendes techno-ökonomisches Optimierungsmodell, welches Infrastruktur und Potenzialanalysen erneuerbarer Energien berücksichtigt, findet sich bei Heuser (2021). Der zukünftige Wasserstoffbedarf wird aus der Entwicklung der sektoralen Endenergienachfrage bis 2050

abgeleitet, wobei drei Bedarfsszenarien erstellt werden. Der globale Wasserstoffbedarf liegt dabei zwischen 244,5 und 486,9 Millionen Tonnen im Jahr 2050. Auf Grundlage dieser Nachfrage sowie standortspezifischer Produktions- und Transportkosten werden kostenoptimale Handelsbeziehungen zwischen sieben Weltregionen modelliert. Besonders windreiche Regionen erweisen sich dabei als kosteneffiziente Standorte, während hohe Überseetransportkosten eine vollständige Globalisierung der Handelsstruktur einschränken. Die resultierende Handelsstruktur ist daher nicht global vernetzt, sondern besteht aus mehreren regionalen Clustern, die durch geografische Nähe geprägt sind. Die wichtigsten Exportströme verlaufen etwa von Nordafrika nach Europa und vom Nahen Osten nach Asien, während Regionen wie Nordamerika weitestgehend autark bleiben.

Die IRENA (2025) verwendet ein erweitertes Kostenoptimierungsmodell, das Produktion, Umwandlung, Transport und Nachfrage von Wasserstoff und seinen Derivaten bis 2050 abbildet. Zur Bestimmung der Nachfrage wird, unabhängig voneinander, ein ähnlicher Ansatz wie bei Tonelli et al. (2023) verwendet. In Vorausgegangenen Studien (IRENA, 2022e) wurde ein globaler Wasserstoffbedarf erarbeitet. Dieser wird nun unter Berücksichtigung von Faktoren wie industrieller Struktur, angestrebtem Elektrifizierungsgrad und wirtschaftlichem Wachstumspotenzial auf 35 Modellregionen aufgeteilt. Damit ist das Modell räumlich deutlich hochauflösender. Die Studie beschränkt sich aber auf grünen Wasserstoff und auf die Anwendungsbereiche Schiff- und Flugverkehr sowie auf der Herstellung von Düngemittel und Stahl. Ausgeschlossen wurden Teile des Transportsektors, des Gebäudesektors und der Stromsektor sowie die Nutzung von Wasserstoff in Raffinerien, einer aktuelle Hauptanwendung von Wasserstoff (IRENA, 2025, S. 32). Die Handelsstruktur ergibt sich aus dem Kostenvergleich für Herstellung gegenüber dem Import. Die Ergebnisse zeigen, dass Europa und Ostasien als Importregionen auftreten, während Nordafrika, der Nahe Osten und Südamerika als zentrale Exportstandorte identifiziert werden. Der Großteil des internationalen Handels erfolgt dabei in der Form von Ammoniak.

Makepeace et al. (2024) modellieren eine mögliche Handelsstruktur auf der Grundlage von Produktions- und Transportkosten. Betrachtet werden sechs Weltregionen aufgeteilt nach Kontinenten. Es wird die preisliche Entwicklung der benötigten Prozessschritte für die Jahre 2030, 2040 und 2050 dargestellt. Ein besonderer Fokus liegt auch auf der Bepreisung von CO₂. Da bei der Endnutzung im Vergleich zu herkömmlichen Energieträgern keine CO₂-Emissionen anfallen hat dies einen kostenpositiven Effekt auf die importierte Energiemenge. Folglich wird

eine kostenoptimale Handelsstruktur ermittelt. Australien, Nordamerika und Südamerika treten als Exporteure auf, während Europa und Asien als Importeure gelten. Die Analyse konzentriert sich ausschließlich auf ökonomische Kriterien und blendet politische Einflussfaktoren aus.

Ein alternatives Modell verwendet Barner (2024). Zukünftige globale Wasserstoffmärkte werden mithilfe eines volkswirtschaftlichen Gleichgewichtsmodells analysiert. Im Gegensatz zu rein kostenoptimierenden Ansätzen wird strategisches Verhalten der Marktakteure berücksichtigt. Das Modell simuliert zwei unterschiedliche Wettbewerbsformen, perfekten Wettbewerb sowie oligopolistische Strukturen mit strategischer Mengensteuerung durch die Exporteure. Die Ergebnisse zeigen, dass sich die Preise und gehandelten Mengen deutlich je nach Wettbewerbsstruktur unterscheiden. Insbesondere im oligopolistischen Szenario kommt es in Importregionen zu Preisaufschlägen, während sich Exportregionen durch höhere Margen kurzfristige Vorteile sichern. Die Studie hebt hervor, dass der frühe globale Wasserstoffmarkt voraussichtlich von wenigen großen Exporteuren dominiert werden wird.

Einen anderen volkswirtschaftlichen Ansatz zur Ableitung künftiger Handelsstrukturen bieten Alanazi, Mittal, Hawkes und Shah (2024) mit der Entwicklung eines globalen Marktgleichgewichtsmodells. Im Gegensatz zu Kostenoptimierungsmodellen zielt dieser Ansatz auf die Maximierung der gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrt ab. Im Modell werden Angebots- und Nachfragekurven für 63 Regionen dargestellt. Die Handelsstruktur resultiert aus den Kosten für Produktion, Nachfrage und Transport. Im Szenario eines global offenen Handels wird bis 2050 ein internationaler Handelsanteil von 31,2 % der weltweiten Nachfragemenge prognostiziert, wobei LH₂ (54 %) und Ammoniak (35 %) dominieren. Als Hauptexporteure treten Nordafrika, Südamerika und der Nahe Osten auf, während Europa und Ostasien deutliche Importabhängigkeiten zeigen.

Andere Marktmodelle beschäftigen sich mit den Herstellungstechnologien von Wasserstoff. So entwickeln Ikonnikova, Scanlon und Berdysheva (2023) ein globales Marktmodell auf Länderebene. Anhand länderspezifischen Kostenaspekten wird für jedes Land bestimmt, ob die Herstellung von grünem oder blauem Wasserstoff gegenüber dem Import am günstigsten ist.

Antweiler und Schlund (2024) verfolgen einen ähnlichen Ansatz und betrachten die Marktverteilung zwischen grünem und blauem Wasserstoff bis zum Jahr 2060. Zudem wird die potentielle Marktmacht der Länder auf dem Export- und Importmarkt klassifiziert. Demnach haben besonders China, die Vereinigten Staaten sowie in Europa Italien, und Frankreich hohen

Einfluss auf das Marktgeschehen. Während Australien trotz günstiger Herstellungskosten einen Nachteil durch lange Transportwege hat.

Das bisher detaillierteste globale Modell für den globalen Wasserstoffhandel findet sich in Zhang et al. (2024). Für 32 Weltregionen werden Handelsströme sowie die genutzten Produktionstechnologien modelliert. Betrachtet wird der internationale Handel über Pipelines sowie über den Seeweg in Form von flüssigem Wasserstoff und Ammoniak. Um Transportwege und Kosten realistisch abzubilden, wurde ein globales Pipelinennetz angenommen und kartiert. Neben der grünen, blauen und grauen Herstellung wird die Wasserstoffproduktion über Kernenergie (pinker Wasserstoff) betrachtet. In den Szenarien für das Jahr 2050 dominiert weitestgehend grüner Wasserstoff, grauer Wasserstoff kommt nicht mehr vor. Blauer und pinker Wasserstoff bilden zusammen etwa ein Viertel der Gesamtherstellungsmenge. Die Ergebnisse zeigen, dass der Nahe Osten, Nord- und Ostafrika sowie Australien und China als Hauptexportregionen hervorgehen während Europa, Japan und Südkorea sowie Teile Südostasiens zu den zentralen Importeuren zählen.

In der Literatur lässt sich insofern die Tendenz erkennen, als dass Länder mit großen fossilen Reserven blauen Wasserstoff exportieren während Länder mit hohem Potenzial für erneuerbare Energien grünen Wasserstoff exportieren. Demgegenüber werden Länder mit begrenzten Flächen und oder hohen Herstellungskosten als Importeure eingestuft. Des Weiteren werden Länder mit für den Handel geographisch günstiger Lage als Wasserstoffhub bezeichnet.

Ein zentraler Vergleichsfaktor für die unterschiedlichen Handelsstrukturen ist der Anteil der gehandelten Menge an der weltweit nachgefragten Menge. In der Literatur zeigt sich dabei eine breite Spannweite. In einer Metaanalyse vergleichen Fakhreddine et al. (2025, S. 245) verschiedene Net-Zero Szenarien zum internationalen Wasserstoffhandel im Jahr 2050 und finden dabei einen Handelsanteil zwischen 25 % und 85 %.

Am oberen Ende dieser Spannweite befinden sich die bereits vorgestellte Studie von Makepeace et al. (2024). Der hohe Handelsanteil von 85 % resultiert aus deutlichen Unterschieden in den Produktionskosten einzelner Länder sowie aus der Annahme eines vollständig ausgebauten internationalen Infrastrukturnetzes.

Im Mittelfeld befindet sich das Net-Zero Szenario des Hydrogen Council + McKinsey & Company (2023). Für das Jahr 2050 wird von einem Handelsanteil etwa 60 % ausgegangen. Bereits für das Jahr 2030 wird ein Handelsanteil von 25 % prognostiziert.

Am unteren Ende befindet sich das Szenario der IRENA (2022c). Dabei sollen etwa 25 % der weltweit nachgefragten Menge gehandelt werden, 55 % davon als gasförmiger Wasserstoff über Pipelines und 45 % per Schiff, überwiegend in Form von Ammoniak und in Einzelfällen als LH2.

3.2 Wasserstoffemissionen

Daten über die Freisetzung von Wasserstoff entlang der Versorgungskette sind bisher nur in geringer Anzahl auffindbar und stützen sich größtenteils auf Annahmen, Simulationen oder Berechnungen.

In einer Metaanalyse tragen Esquivel-Elizondo et al. (2023, S. 5) Studienergebnisse zu Wasserstoffemissionen über die letzten zwei Jahrzehnte zusammen. Betrachtet werden Teilschritte in den Bereichen Produktion, Umwandlung, Transport, Speicherung und Anwendung für gasförmigen und flüssigen Wasserstoff. Auffällig sind besonders jene Teilschritte in welchen flüssiger Wasserstoff verwendet wird, hier werden Wasserstoffemissionsraten von bis zu 20 % festgestellt. Es muss aber erwähnt werden, dass gerade die Werte für den flüssigen Wasserstoff aufgrund fehlender Erfahrungswerte auf Annahmen beruhen. Die Wasserstoffemissionen der meisten anderen Teilschritte befinden sich im Rahmen von 0 % bis 5 %.

Das Umweltbundesamt [UBA] (2022, S. 5) verwendet für die Analyse der Wasserstoffemissionen entlang der Versorgungskette Daten aus Feck (2009) und Cooper et al. (2022). Beide Quellen unterscheiden zwischen gasförmigem und flüssigem Wasserstoff. Bei Feck (2009) sind insbesondere die hohe Emissionsraten beim Transport von gasförmigem Wasserstoff (1,5 % - 4,8 %) sowie bei der Speicherung von flüssigem Wasserstoff (5,0 % - 10,0 %) auffällig. Aggregiert über die gesamte Versorgungskette hinweg liegen so die Wasserstoffemissionen nach UBA (2022) für gasförmigen Wasserstoff zwischen 1,9 % und 9,2 %, während beim flüssigen Wasserstoff Werte von 5,6 % bis 12,8% ausgewiesen werden. Bei Cooper et al. (2022) fallen hingegen vor allem die Verluste bei der Herstellung von gasförmigem und flüssigem Wasserstoff durch Elektrolyse auf (jeweils 0,1 % - 4,0 %). Über die gesamte Prozesskette liegen so die Wasserstoffemissionsraten nach UBA (2022) für gasförmigen Wasserstoff zwischen 0,44 % und 4,09 % und für flüssigen Wasserstoff zwischen 0,31 % und 5,26 %.

Weitere Werte finden sich bei Alsulaiman (2024, S. 13). Betrachtet wird hier die Entwicklung der Wasserstoffemissionen zwischen den Jahren 2022 und 2030 für einzelne Teilschritte der Versorgungskette. Während Elektrolyse, Verdichtung und der Transport über Pipeline nur geringe Wasserstoffemissionen aufweisen, werden für die Verflüssigung 10 % angegeben. Bis zum Jahr 2030 soll der Wert auf 2 % sinken. Des Weiteren sind Daten von dem Unternehmen Air Liquide enthalten. Demnach liegt die Emissionsrate bei der Verflüssigung zwischen 10 % und 20 %. Für das Jahr 2030 wird aufgrund technologischer Fortschritte eine Reduktion auf zwischen 4 % bis 5 % erwartet.

Bisher handelt es sich bei vielen der in der Literatur auffindbaren Werten um Annahmen, Berechnungen, Laborexperimente oder Simulationen. Eine auf Grundlage von realen Anwendungen durchgeführte Messung von Wasserstoffemissionen führen Westra et al. (2024) mit Hilfe von Gaschromatographie in einem Chemiapark bei Groningen in den Niederlanden durch. Betrachtet werden die Wasserstoffemissionen über die gesamte Prozesskette hinweg, eine Aufschlüsselung nach Teilprozessen wird nicht vorgenommen. In dem Chemiapark wird Wasserstoff über Elektrolyse und SMR hergestellt, anschließend zwischengespeichert und über Pipelines zu unterschiedlichen Anwendungen transportiert. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass insgesamt 4,2 % des hergestellten Wasserstoffs durch die Prozesse freigesetzt wurden.

Emissionsraten von Wasserstoff werden in verschiedenen Studien verwendet, um Auswirkungen des Wasserstoffeinsatzes zu quantifizieren.

Auf der Basis von Materialeinsätzen untersuchen Goita et al. (2025) wie sich die Verwendung von Wasserstoff inklusive der Wasserstoffemissionen, welche entlang der Versorgungskette auftreten, auf die insgesamte Treibhausbilanz der Stahlherstellung und des Schwerlasttransport auswirken. Untersucht wird die Verwendung von grünem, blauem und grauem Wasserstoff. Beim grünen Wasserstoff wird zusätzlich unterschieden in die Herstellung durch Wind- oder Solarenergie. Die Ergebnisse zeigen, dass der Einsatz von grünem Wasserstoff, der mittels Windenergie erzeugt wird, in beiden Anwendungsbereichen eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um rund 75 % bewirken kann. Generell führt der Einsatz jeglicher Form von Wasserstoff in der Stahlproduktion zu einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 46 %. Im Bereich des Schwertransports führt die Verwendung von grauem Wasserstoff gegenüber der Verwendung von konventionellen Energieträgern zu einer Verdreifachung der Treibhausgasbilanz. Blauer und auch grüner Wasserstoff aus Solarenergie bilden bei

Verwendung im Schwerlasttransport Grenzfälle und sind gegenüber der Nutzung von konventionellen Energieträgern gleichwertig.

Terlouw et al. (2024) nutzen eine geodatenbasierte Analyse um global generalisierte und grundsätzliche Auswirkungen der Wasserstoffproduktion abzuschätzen. Anhand einer Rasterauflösung ($0,25^\circ \times 0,25^\circ$) werden erstens standortspezifische Herstellungskosten und zweitens standortspezifische Treibhausgasemissionen durch die Produktion dargestellt. Dabei werden insbesondere Treibhausemissionen der Vorkette betrachtet. Kombiniert werden diese Daten mit dem Wasserstoffbedarf eines Referenzszenario für das Jahr 2022 und vier Szenarien für das Jahr 2050. Auf dieser Grundlage können, global aufgelöst, geeignete Produktionsstandorte sowie die Auswirkungen auf Wasser- und Materialverbräuche dargestellt werden.

Kleijne et al. (2024) untersuchen Treibhausgasemissionen der Wasserstoffbereitstellung anhand theoretischer Transportdistanzen von bis zu 5.000 km für Pipelines und 20.000 km für den Seetransport. Für die Schritte Herstellung, Umwandlung und Transport wird jeweils der Energie-, Wasser- und Materialbedarf analysiert. Es wird ausschließlich grüner Wasserstoff betrachtet. Bei den Prozessen der Umwandlung und Transport wird zusätzlich die Emission von Wasserstoff berücksichtigt. Methodisch verknüpft die Studie öffentlich zugängliche Wasserstoffprojektdaten der International Energy Agency (IEA) für das Jahr 2030 mit denen für den Standort spezifischen Daten der Energiebereitstellung. So können Produktionsemissionen durch Elektrolyse von verschiedenen Energiequellen realistisch miteinander verglichen werden. Die Ergebnisse werden getrennt für den Transport von gasförmigem Wasserstoff per Pipeline, flüssigem Wasserstoff per Schiff sowie Ammoniaktransport per Schiff dargestellt. Insgesamt zeigt sich, dass die Herstellung den größten Anteil der Emissionen ausmacht. Bei Ammoniak trägt zudem die energieintensive Umwandlung erheblich bei. Tendenziell fallen bei der Nutzung von Pipelines die geringsten Gesamtemissionen an. Bei einer Distanz von 5.000 km übersteigen die Gesamtemissionen der Pipeline aber die des Flüssigwasserstofftransport per Schiff mit 20.000 km. Der Ammoniaktransport weist in jeder Distanz, durch die zusätzlich benötigte und energieintensive Bereitstellung von Stickstoff, die höchsten Treibhausgasemissionen auf. Eine räumliche Darstellung oder die Einbindung einer möglichen Handelsstruktur erfolgen nicht, es werden ausschließlich diese theoretischen Transportdistanzen betrachtet.

Cooper et al. (2022) untersuchen gezielt Wasserstoffemissionen bei Bereitstellung anhand von sieben Handelsrouten (u. a. Australien–Japan, Saudi-Arabien–Japan, Nordsee–Europa).

Betrachtet werden grüner und blauer Wasserstoff. Für den blauen Wasserstoff werden zusätzlich die Treibhausgasemissionen aus Methanleckagen und der Erdgasbereitstellung berücksichtigt. Für Ammoniak werden bei Umwandlung, Transport und anschließender Rückumwandlung keine Wasserstoffemissionen angenommen. Des Weiteren wird der Transport über Pipeline nicht betrachtet. Zur Darstellung der Emissionen der untersuchten Handelsrouten wird methodisch ein Ansatz gewählt, der zwischen einer produktionsbasierten und konsumbasierten Betrachtung unterscheidet. Während die produktionsbasierte Perspektive ausschließlich die Treibhausgasemissionen im Produktionsland berücksichtigt, schließt die konsumbasierte Perspektive zusätzlich die nachgelagerten Prozessschritte wie Transport, Speicherung, Rückumwandlung und Verteilung im Importland mit ein. Die Endnutzung im Konsumland wird dabei nicht betrachtet. Dieser Ansatz zeigt, dass sich die räumliche Verteilung der Wasserstoffemissionen entlang internationaler Versorgungsketten je nach Bilanzierungsansatz verändert. Eine räumliche Darstellung der Emissionen findet nicht statt. Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass grüne Wasserstofflieferketten tendenziell höhere Wasserstoffemissionen aufweisen als blaue Ketten, insbesondere aufgrund höherer Emissionsraten bei der Elektrolyse.

Bestehende Arbeiten erfassen daher den Zusammenhang zwischen internationalen Handelsstrukturen und den damit verbundenen Wasserstoffemissionen bislang nur unvollständig. Handelsorientierte Modelle wie Barner (2024), IRENA (2025) und Zhang et al. (2024) bilden mit unterschiedlichen methodischen Ansätzen und Detailgrad zwar globale Handelsstrukturen und Transportpfade ab, berücksichtigen jedoch keine expliziten Wasserstoffemissionen. Demgegenüber analysieren Studien wie Cooper et al. (2022) und Kleijne et al. (2024) die Treibhausgas- und Wasserstoffverluste entlang der Versorgungskette zwar detailliert, ihnen fehlt jedoch die räumliche Verortung dieser Emissionen.

Aus dieser Lücke ergibt sich der Bedarf diese beiden Forschungsrichtungen zusammenzuführen. Ziel dieser Arbeit ist es daher, eine erste Brücke zwischen der Handelsmodellierung und der Emissionsanalyse zu bauen, indem die räumliche Verteilung von Wasserstoffemissionen sektorenübergreifend entlang der globalen Versorgungskette quantifiziert und kartographisch dargestellt wird.

4 Methodik

Kapitel 4 beschreibt die Methodik und den strukturellen Aufbau dieser Arbeit. Das Kapitel beginnt mit Unterkapitel 4.1 in welchem die grundlegende Herangehensweise beschrieben und ein Überblick über die untersuchten Szenarien gegeben wird. Ziel dieses Abschnitts ist es, die zentralen methodischen Schritte und die Szenariengestaltung so darzustellen, dass die wesentlichen Inhalte und Abläufe der Arbeit nachvollziehbar werden. In Kapitel 4.2 wird der Untersuchungsrahmen festgelegt und der betrachtete Analysebereich abgegrenzt. Kapitel 4.3 beschreibt das methodische Vorgehen im Detail. Zunächst wird dabei die Durchführung der Literaturrecherche erläutert. Anschließend erfolgt die Darstellung über Erstellung und Nutzung einer eigens entwickelten Datenbank. Auf Grundlage dieser Datenbank werden vier von insgesamt sieben Modellinputparametern berechnet. Kapitel 4.4 befasst sich mit den verbleibenden Inputparametern sowie mit der Weiterverarbeitung und Auswertung des Modelloutputs.

4.1 Struktur des methodischen Vorgehens und Szenarienentwicklung

Die nachfolgende Abbildung 3 zeigt die methodische Vorgehensweise dieser Arbeit, welche im Folgenden weiter im Detail erläutert wird. Als Datengrundlage dienen neben einschlägiger Fachliteratur auch nationale Wasserstoffstrategien. Relevante Informationen aus der Literatur und den Strategiepapiere wurden systematisch in eine eigens entwickelte Datenbank eingepflegt. Auf Basis dieser Datenbank wurden insgesamt vier Modellparameter abgeleitet. Weitere Modellinputs umfassen die Standorte der Hafeninfrastruktur, diese basieren ausschließlich auf Literaturquellen, sowie die Standortdaten zu Wasserstoffherzeugungsanlagen, welche aus einem Datensatz der IEA (2025b) stammen. Die verwendeten Emissionsraten von Wasserstoff entlang der einzelnen Prozessschritte sowie das verwendete Modell zur Modellierung und Visualisierung stammen aus dem DLR-Projekt CLEANLIEST.

Insgesamt besteht der Modellinput aus sieben Parametern. Selbst erarbeitet wurden dabei die Auswahl der Hafenstandorte, der Wasserstoffbedarf nach Weltregionen, die Wasserstoffhandelsstruktur, der Anteil der genutzten Herstellungstechnologie sowie der Grad der Selbstversorgung der Weltregionen. Weitere Modellbestandteile, die nicht im Rahmen dieser Arbeit erstellt, sondern aus externen Quellen übernommen wurden, sind die Projektdaten der IEA sowie die in CLEANLIEST ermittelten Emissionsraten entlang der Versorgungskette.

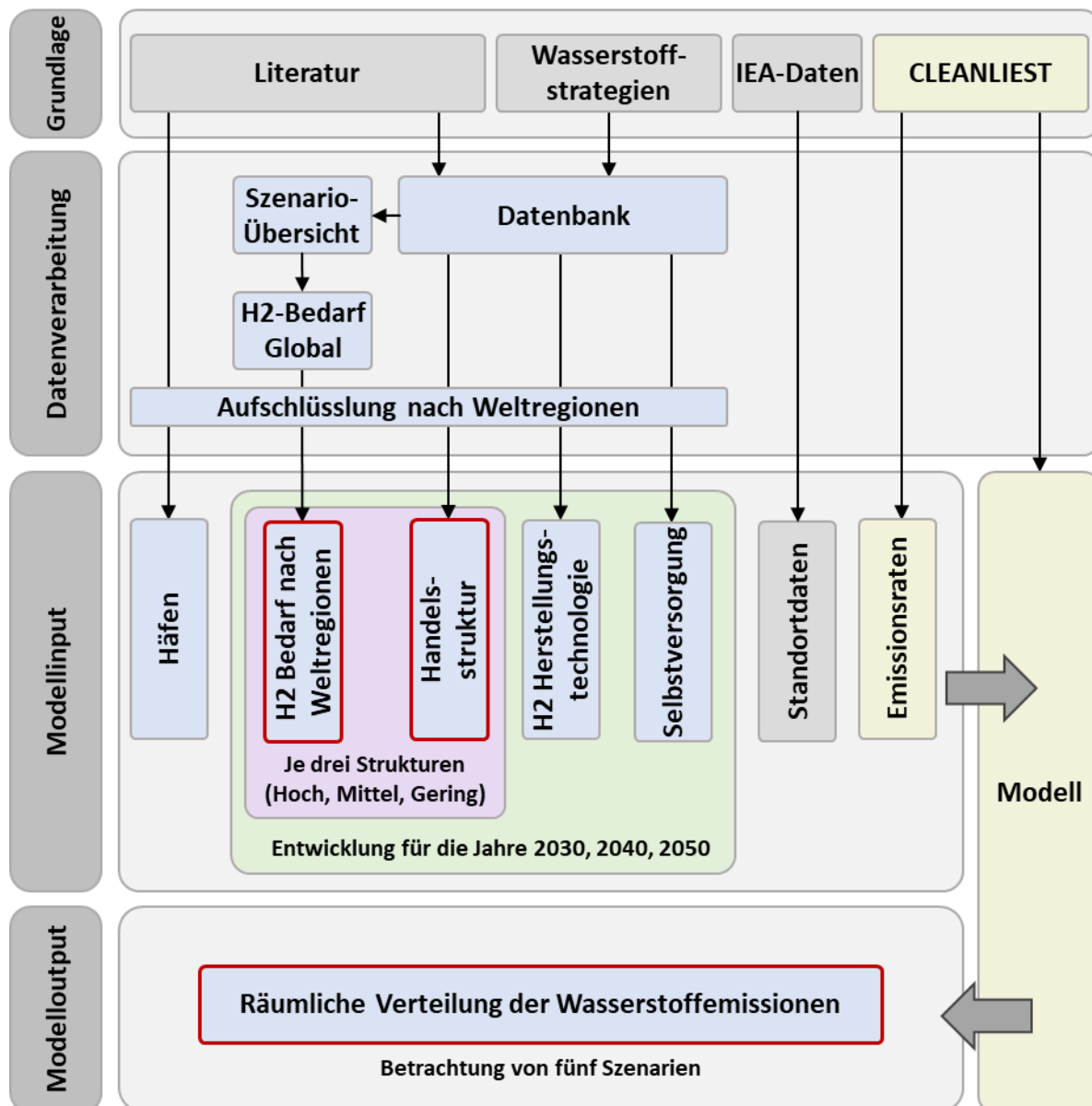


Abbildung 3: Methodisches Vorgehen der Arbeit. Eigene Darstellung. (Hellblau zeigt den geleisteten Eigenanteil; Hellgrau zeigt die genutzte Datengrundlage; Hellgelb zeigt die aus CLEANLIEST stammenden Komponenten; Forschungsfragen haben eine rote Umrandung.)

Bei der Gestaltung der Modellinputparameter gilt es zu beachten, dass sich diese hinsichtlich einer zeitlichen Betrachtung unterschiedlich verhalten. Während bei den drei Parametern Hafenstandort, Emissionsraten und IEA-Projektstandorte keine Entwicklung über die betrachteten Zeitpunkte (2030, 2040, 2050) vorliegt, beinhalten alle anderen Parameter eine zeitliche Entwicklung.

In Abbildung 3 ist zudem erkennbar, dass die zwei Parameter Wasserstoffbedarf nach Weltregion und Handelsstruktur, zusätzlich neben der zeitlichen Entwicklung, jeweils drei Strukturen

(hoch, mittel, niedrig) besitzen. Aus der Kombination dieser beiden Parameter ergeben sich insgesamt neun mögliche Szenarien. Die nachfolgende Abbildung 4 dient als Übersicht und zeigt die unterschiedlichen Möglichkeiten der Zusammensetzungen.

Von diesen neun theoretisch möglichen Szenarien aus Bedarf (hoch, mittel, niedrig) und Vernetzungsgrad (hoch, mittel, niedrig) wurden fünf Szenarien in die Analyse aufgenommen. Die vier verbleibenden Szenarien wurden bewusst ausgeschlossen, da im Vorfeld angenommen wurde, dass deren Kombinationen im Rahmen eines ersten Einblicks in dieses Forschungsfeld nur eine begrenzte Aussagekraft besitzen und voraussichtlich nur in geringem Maße zu zusätzlichen Erkenntnissen hinsichtlich der räumlichen Verteilung von Wasserstoffemissionen beitragen.

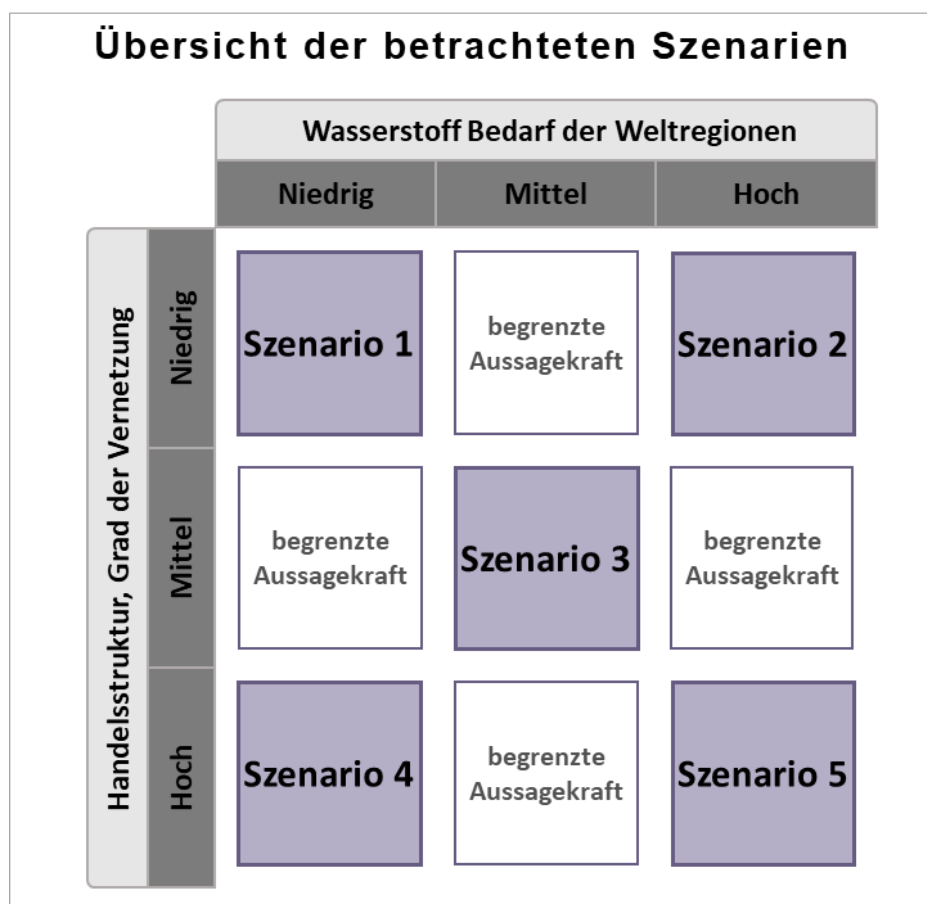


Abbildung 4: Kombination der Strukturen und entsprechende Zusammensetzung der betrachteten Szenarien.

Szenario 1 beschreibt den Fall einer geringen Wasserstoffnachfrage bei gleichzeitig niedrigem Vernetzungsgrad der Handelsstruktur. Bei der Handelsstruktur werden ausschließlich die wichtigsten Handelsverbindungen berücksichtigt. Der Wasserstoffbedarf orientiert sich dabei an Business-as-usual Szenarien.

Szenario 2 bildet den Fall, in welchem der Wasserstoffbedarf im Vergleich zu Szenario 1 deutlich ansteigt, die globale Handelsinfrastruktur und damit die Vernetzung zwischen den Weltregionen jedoch sehr begrenzt bleibt, sodass trotz hoher einer Nachfrage nur eine eingeschränkte Handelsstruktur vorliegt.

Szenario 3 stellt eine mittlere Ausprägung dar. Im Vergleich zu den Szenarien 1 und 2 ist der Grad der Vernetzung erhöht, jedoch nicht so stark ausgeprägt wie in den noch folgenden Szenarien. Der Wasserstoffbedarf orientiert sich an Bedarfsszenarien die zwar eine strukturelle Veränderung im Energiesystem unterstellen, dabei jedoch nicht vollständige Klimaneutralität anstreben.

Szenario 4 bildet das Gegenstück zu Szenario 2. Während die Nachfrage nach Wasserstoff vergleichsweise gering bleibt, ist der Grad der Vernetzung deutlich ausgeprägt. Es wird ein weitreichender Ausbau der internationalen Handelsbeziehungen unterstellt, obwohl der globale Bedarf auf einem niedrigen Niveau verharrt.

Szenario 5 geht von einer hohen Wasserstoffnachfrage und einem zugleich hohen Grad an globaler Vernetzung aus. Der Bedarf orientiert sich an ambitionierten Net-Zero Szenarien, in denen eine weitreichende Dekarbonisierung aller Sektoren sowie ein umfassender internationaler Handel mit Wasserstoff angenommen wird.

Alle zentralen Zahlen der im Rahmen dieser Arbeit betrachtet Szenarien finden sich im Anhang.

Bezüglich der Modellierung gilt es zu beachten, dass mit den Modellinputparametern für jedes Szenario und Jahr nur eine Struktur modelliert wird. Diese Struktur ist dabei nicht dynamisch, sondern reagiert auf einen vorgegebenen Bedarf, welcher ebenfalls als ein externer Input in das Modell eingespeist wird. Das Modell selbst entscheidet dabei nicht über die Zusammensetzung oder das Volumen des Bedarfs, sondern verteilt diesen lediglich auf die vorab definierte Handelsstruktur (siehe dazu die nachfolgende Abbildung 5). Das bedeutet, dass der Bedarf unabhängig von seiner Höhe stets nach einem festen, vordefinierten Muster auf verschiedene Exportquellen und auf die Eigenproduktion aufgeteilt wird. Dabei wird für jede Region das Verhältnis zwischen den verschiedenen Herstellungstechnologien berücksichtigt. Die letztendliche Herstellung wird dann für blauen und grauen Wasserstoff auf Raffineriestandorte oder bei grünem Wasserstoff auf die Standorte des IEA-Datensatzes aufgeteilt.

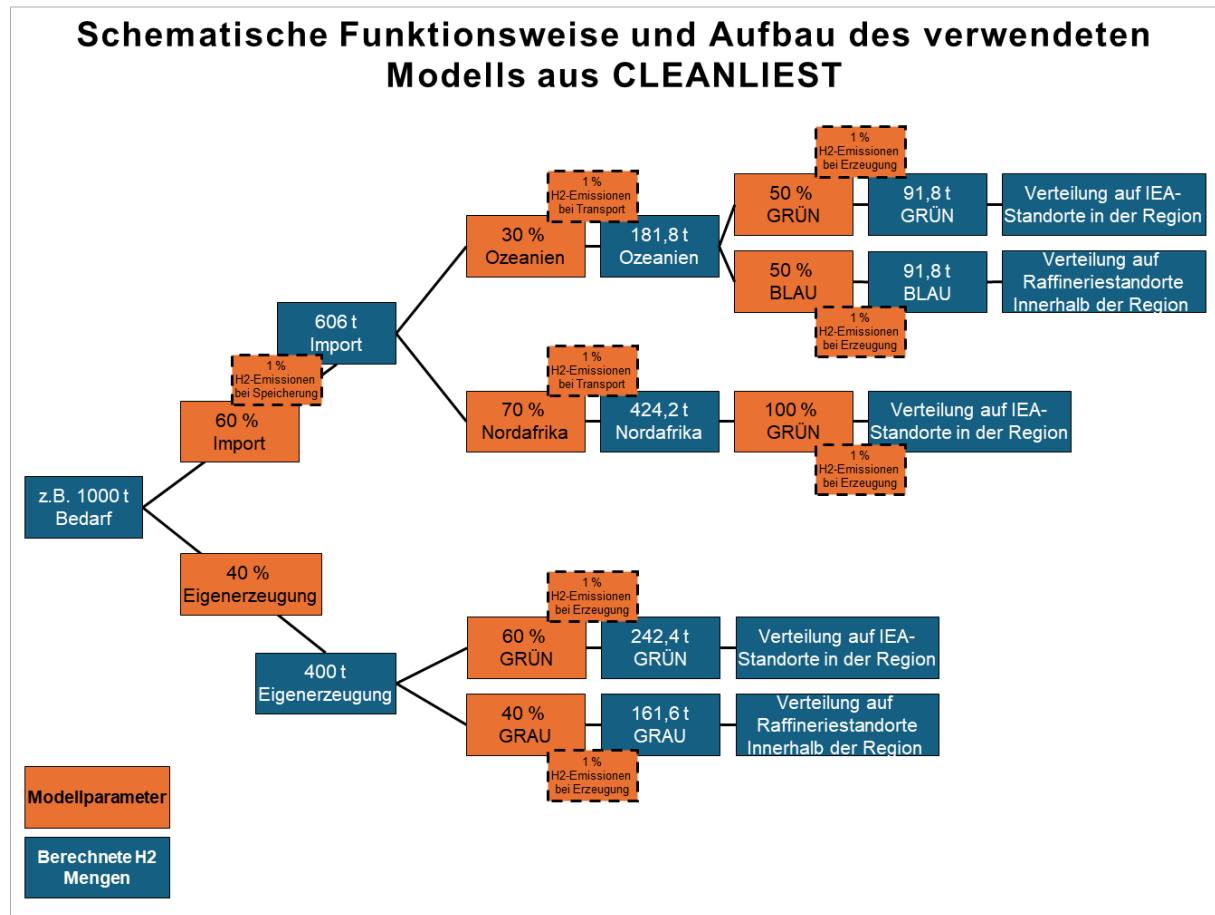


Abbildung 5: Schematische Funktionsweise und Aufbau des verwendeten Modells aus CLEANLIEST. Übernommen und verändert nach Patrick Draheim (DLR).

4.2 Untersuchungsrahmen und räumliche Auflösung des Versorgungsmodells

Diese Arbeit untersucht die Auswirkungen sowie die räumliche Verteilung von Wasserstoffemissionen aus der Wasserstoffbereitstellung einer zukünftigen globalen Wasserstoffwirtschaft anhand von fünf Szenarien für die Jahre 2030, 2040 und 2050. In der Arbeit werden dabei zwei Forschungsrichtungen miteinander verknüpft. Gegenüber bestehenden Arbeiten, bei welchen Wasserstoffemissionen bislang entweder auf Basis theoretischer Transportdistanzen (wie in Kleijne et al., 2024), für einzelne Anwendungsbereiche (wie in Goita et al., 2025) oder entlang einzelner potenzieller Handelsrouten (wie in Cooper et al., 2022) analysiert wurden, besteht die Neuerung dieser Arbeit darin, eine globale Handelsstruktur mit

Wasserstoffemissionsraten und erwarteten Wasserstoffbedarfen zu verknüpfen. Dadurch wird eine weltweit räumlich aufgelöste Betrachtung zukünftiger Wasserstoffemissionen entlang realistischer globaler Versorgungspfade möglich.

Aufgrund der Komplexität der Aufgabenstellung wurden für diese Arbeit nicht alle Schritte der Wertschöpfungskette betrachtet, sondern als ersten Schritt lediglich die zunächst als besonders relevant erachteten Prozesse umgesetzt. Die Ergebnisse haben das Ziel, Tendenzen bezüglich der Quantität und Verteilung globaler Wasserstoffemissionen in verschiedenen Szenarien aufzuzeigen, ohne umfassende, lückenlose Ergebnisse in Bezug auf die Wasserstoffversorgungskette bereitzustellen. Bei der Gestaltung des Untersuchungsrahmen veranschaulicht Abbildung 6 die betrachteten (grün) und ausgeschlossenen (rot) Prozessschritte entlang der Versorgungskette mit flüssigem Wasserstoff.

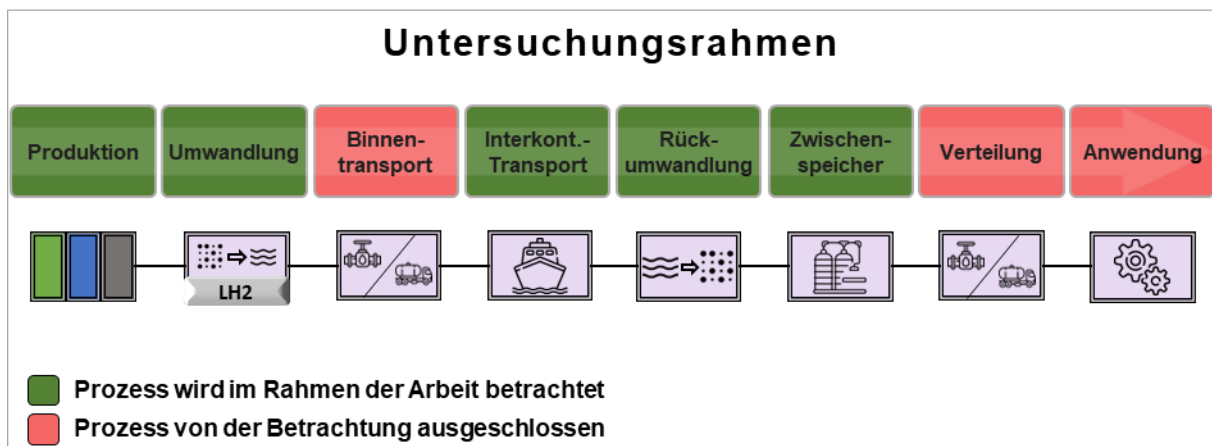


Abbildung 6: Untersuchungsrahmen entlang der Versorgungskette von Wasserstoff über den Seeweg. Eigene Darstellung.

Es wird angenommen, dass der Handel ausschließlich mit flüssigem Wasserstoff über den Seeweg erfolgt. Der Transport von gasförmigem Wasserstoff über Pipelines ist nicht Bestandteil der Analyse. Der zentrale Grund dafür liegt in der unzureichenden Datenlage über den tatsächlichen Verlauf, Planungsstand und die technische Ausgestaltung künftiger Pipelineinfrastrukturen im internationalen Wasserstoffhandel. Aus diesem Grund wird auch der Handel innerhalb der Weltregionen nicht betrachtet.

Der Fokus liegt also auf dem internationalen Handel mit flüssigem Wasserstoff. Dabei wird die Versorgungskette von der Wasserstoffproduktion im Exportland bis zur Zwischenspeicherung im Importland betrachtet. Nach der Herstellung wird der Wasserstoff verflüssigt und zum nächstgelegenen Hafen transportiert. Dieser Binnentransport ist jedoch nicht Teil der Analyse.

Die Gründe dafür liegen in der Vielzahl potenzieller Variablen und Unsicherheiten, die den Verlauf dieses Abschnitts beeinflussen. Im Exporthafen wird der Wasserstoff auf ein Schiff verladen und anschließend über den Seeweg in die Importregion transportiert. Dort erfolgt eine Rückvergasung in gasförmigen Wasserstoff sowie eine längere Zwischenlagerung. Bei der Lagerung wird angenommen, dass diese sich in unmittelbarer Nähe zum Importterminal befindet und überirdisch durchgeführt wird. Unterirdische Speicher werden in der Analyse nicht berücksichtigt. Diese Speicher sind an geologische Gegebenheiten gebunden und kommen deshalb nur an bestimmten Orten in Frage. Eine weiterführende Analyse hätte den Rahmen dieser Arbeit überschritten. Es muss dennoch erwähnt werden, dass theoretisch in jedem Schritt eine gewisse Zwischenspeicherung stattfindet, betrachtet wird hier nur der Speicher mit der längsten Standzeit. Die Analyse endet an diesem Punkt der Versorgungskette. Die anschließende Verteilung des Wasserstoffs innerhalb der Importregion wird, wie der Binnentransport in der Exportregion, aus zuvor genannten Gründen nicht betrachtet. Auch die letztliche Endnutzung liegt für die Betrachtung der Versorgungskette von Wasserstoff außerhalb des Rahmens.

Für alle Prozessschritte entlang der Wasserstoffversorgungskette wird angenommen, dass Wasserstoffemissionsraten über die betrachteten Jahre konstant bleiben. Technologische Verbesserungen oder regulatorische Verschärfungen zur Emissionsminderung sind nicht Teil der Analyse.

Für alle betrachteten Handelsverbindungen wird jeweils die kürzeste Distanz zwischen Exportregion und Importregion verwendet. Dieser Ansatz basiert auf der Annahme, dass sich die Wasserstofftankschiffe ähnlich den heutigen Gastanker verhalten werden. Dabei starten die Tanker nach Beladung in eine tendenzielle Richtung, der eigentliche Abnehmer ist zu diesem Zeitpunkt noch nicht bekannt und wird erst im Verlauf des Transportes geklärt. Daher können die eigentlichen Routen sehr unvorhersehbar sein. Nach Rücksprache mit dem DLR-Institut für Maritime Energiesysteme ist die gewählte Methode aber vertretbar und stellt einen geeigneten Ansatz zur realitätsnahen Routenberechnung dar.

Es wird weiterhin angenommen, dass die globale Transportflotte mit dem wachsenden Handelsvolumen mithält. Zudem wird davon ausgegangen, dass mit zunehmendem Handelsvolumen auch die Anzahl der Handelsverbindungen steigt.

Der eigentliche Handel mit Wasserstoff erfolgt dabei ausschließlich auf der Ebene aggregierter Weltregionen, siehe Abbildung 7. Die Wahl dieser räumlichen Ebene ist durch die zur

Verfügung stehende Literatur beeinflusst und gewährleistet eine ausreichende Datenverfügbarkeit sowie eine gute Vergleichbarkeit der Ergebnisse an bestehende Energieszenarien. Während der Arbeitsphase der Datensammlung wurden daher subnationale Regionen nicht berücksichtigt. Dazu zählen die Wasserstoffstrategien der chinesischen Provinzen sowie einzelner US-Bundesstaaten. Stattdessen wurde jeweils die nationale oder supranationale Strategie herangezogen. In der Abbildung 7 sind zudem die gewählten Hafenstandorte der Regionen kartiert. Mit Ausnahme der ECOWAS-Region, mit nur einem Hafen, verfügt jede Weltregion modellbedingt einen Hafen an der Ostküste und einen an der Westküste.

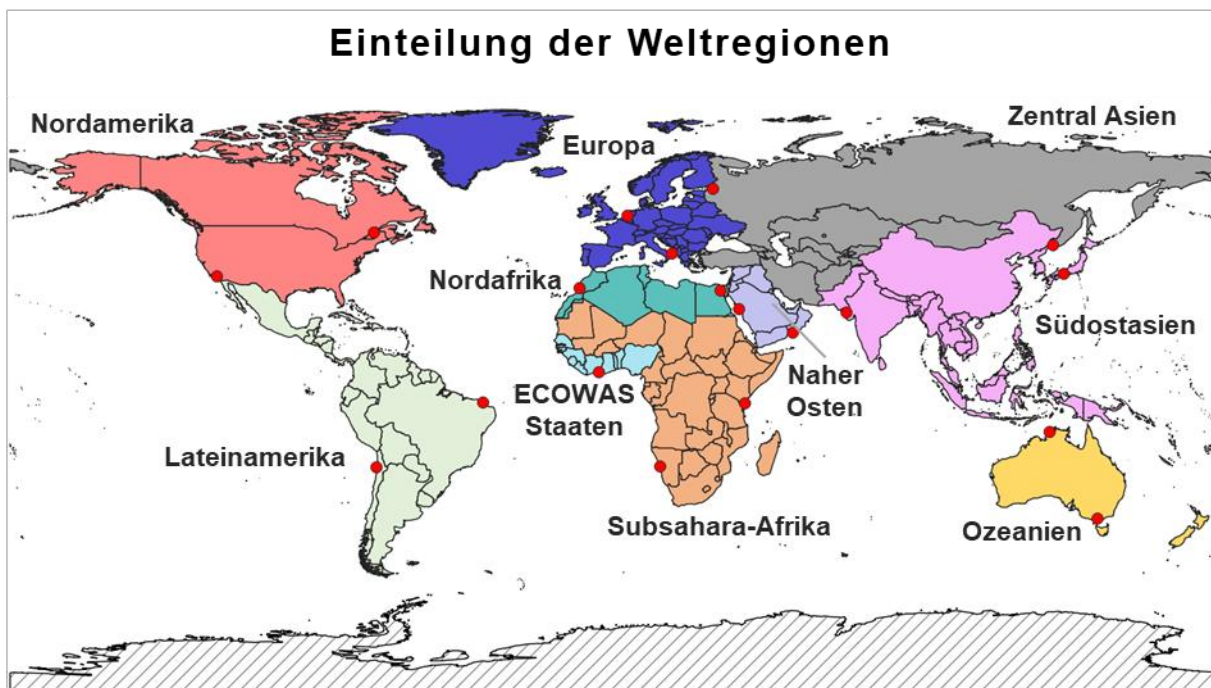


Abbildung 7: Einteilung der Weltregionen und zugeordnete Hafenstandorte. Eigene Darstellung mit QGIS.

4.3 Methodisches Vorgehen im Detail

Dieses Unterkapitel beschreibt das methodische Vorgehen sowie den in dieser Arbeit erbrachten Eigenanteil. Insgesamt werden sieben unterschiedliche Parameter als Datengrundlage für das Modell herangezogen. Davon wurden fünf Parameter im Rahmen dieser Arbeit selbst erarbeitet, während zwei Parameter aus externen Quellen stammen. Nachfolgend wird die Literaturrecherche, die Erstellung einer Datenbank sowie der Herleitung der Modellinputparameter aufgezeigt.

4.3.1 Literaturrecherche

Nachfolgend wird die Vorgehensweise bei der Recherche zu den Wasserstoffstrategien sowie zur Literaturrecherche beschrieben.

Alle Dokumente zu nationalen Wasserstoffstrategien und Roadmaps, welche im Rahmen dieser Arbeit aufgelistet und ausgewertet wurden, wurden über eine Online-Recherche identifiziert. Dabei wurde in englischer Sprache unterschiedliche Kombinationen der Ländernamen mit Begriffen wie „Roadmap“, „Strategie“, „Wasserstoff“, „Dokument“, „Richtlinie“ und „Plan“ verwendet. Der eigentliche Suchvorgang erfolgte zum größten Teil über Google, vereinzelt wurden diese Schlüsselbegriffe aber auch offiziellen Webseiten nationaler Ministerien und Behörden eingegeben. Die gefundenen Strategiepapiere wurden anschließend im Hinblick auf zentrale Aussagen zu Wasserstoffbedarf, Produktionszielen, Import- und Exportambitionen sowie eingesetzten Technologien ausgewertet. Der Prozess der Strategiesammlung und -auswertung erfolgte von Juni bis Ende Juli 2025, eine Revision auf neu veröffentlichte Strategien erfolgte im September des gleichen Jahres.

Daran anschließend wurde die eigentliche Literaturrecherche durchgeführt. Sie erfolgte über wissenschaftliche Suchportale wie ScienceDirect, ResearchGate und Google Scholar. Die Auswahl der Suchbegriffe basierte teilweise auf Erkenntnissen aus der Analyse der Wasserstoffstrategien und wurde je nach Forschungsfrage angepasst. Für die ersten beiden Forschungsfragen wurden beispielsweise Begriffe wie „Handel“, „Struktur“, „Route“, „Bedarf“, „Methanol“, „Ammoniak“, „LOHC“, „Produktion“, „Pipeline“, „Derivate“ und „Wertschöpfungskette“ in Kombination mit „Wasserstoff“ verwendet. Für die dritte Forschungsfrage kamen Begriffe wie „Emissionen“, „Emissionsraten“, „GWP“ oder „Klimawirkung“ zum Einsatz. Diese Suchfragen wurden sowohl auf Deutsch als auch auf Englisch durchgeführt, um ein möglichst breites Spektrum an relevanter Fachliteratur zu erfassen.

Im Rahmen eines ersten Screenings wurden besonders relevante Veröffentlichungen identifiziert und es wurde eine Schneeballsuche durchgeführt. Dabei wurden gezielt die Literaturverzeichnisse analysiert, um weitere einschlägige Arbeiten und Quellen zu identifizieren. Des Weiteren wurden Veröffentlichungen von Institutionen, Unternehmen und spezialisierten Herausgebern einbezogen, die nicht über klassische wissenschaftliche Datenbanken auffindbar sind. Dieses mehrstufige Vorgehen ermöglicht eine umfassende und differenzierte Abbildung des aktuellen Forschungsstands.

Im Rahmen der Datenerhebung wurden insgesamt 348 Quellen als potenziell relevant eingestuft und gesichtet. Im Zuge des Screening-Prozesses konnten 127 dieser Quellen aufgrund verschiedener Kriterien ausgeschlossen werden. Die Datengrundlage dieser Arbeit bilden somit 221 Quellen. Diese Anzahl erklärt sich durch den umfassenden Auswertungsprozess der nationalen Wasserstoffstrategien sowie durch die Erstellung der begleitenden Datenbank. Von den berücksichtigten Quellen entfallen 103 auf den Bereich der Wasserstoffstrategien und 118 Quellen stammen aus der wissenschaftlichen Literatur sowie aus Berichten relevanter Institutionen. Besonders hervorzuheben ist, dass in insgesamt 37 der verwendeten wissenschaftlichen Quellen Daten der IEA genutzt wurden. Die IEA stellt in vielen wissenschaftlichen Arbeiten eine zentrale Vergleichs- und oder Datengrundlage dar. Aufgrund der weiten Verbreitung und hohen Datenverfügbarkeit ist ihre Einbindung in die Analyse nahezu unumgänglich.

4.3.2 Erstellung einer Datenbank

Die Informationssammlung und Auswertung nationaler Wasserstoffstrategien und einschlägiger Literatur erfolgten im Rahmen einer eigens erstellten Datenbank.

In dieser Datenbank wurden unterschiedliche Informationen systematisch gesammelt und zusammengeführt. Ziel ist es, verschiedene Aussagen, auf die im Folgenden eingegangen wird, aus den nationalen Strategien und der Literatur vergleichbar aufzubereiten und in ein konsistentes Analyseformat zu überführen.

Insgesamt werden aus den Informationen der Datenbank vier Modellparameter (Wasserstoffbedarf je Weltregion, Handelsstruktur zwischen den Weltregionen, Anteil der Wasserstoffherstellungstechnologie je Weltregion und Selbstversorgungsrate mit Wasserstoff je Weltregion) entwickelt.

Einträge in der Datenbank wurden bei der Erhebung einer von fünf Kategorien zugeordnet. Diese Kategorien sind spezifisch auf die im Voraus definierten Modellinputparameter zugeschnitten worden. Die Kategorie „Verbrauch“ beinhaltet Wasserstoffbedarfsangaben auf nationaler, regionaler oder globaler Ebene. Die Kategorie „Import“ umfasst explizite Angaben zu einer geplanten Wasserstoffeinfuhr einer Region oder eines Landes. Die Kategorie „Export“ umfasst Daten, welche entweder konkrete Exportmengen nennen, die mit einer Zielregion verknüpft sind, oder allgemeine Exportaussagen, bei denen keine Zielregion angegeben werden. Letztere finden sich vor allem bei den nationalen Wasserstoffstrategien. Die Kategorie

„Exportpotenzial“ umfasst qualitative Aussagen zu möglichen Exportabsichten ohne konkrete Mengen- oder Zielangaben. Die Kategorie „Produktion“ umfasst nationale oder regionsbezogene Angaben zur Wasserstofferzeugung ohne direkten Bezug zu einem Exportvorhaben.

Die nachfolgende Abbildung 8 veranschaulicht, wie die vordefinierten Modellinputparameter aus der Kombination dieser fünf Kategorien hergeleitet wurden. Das genaue methodische Vorgehen für jeden einzelnen Modellinputparameter wird im weiteren Verlauf erläutert.

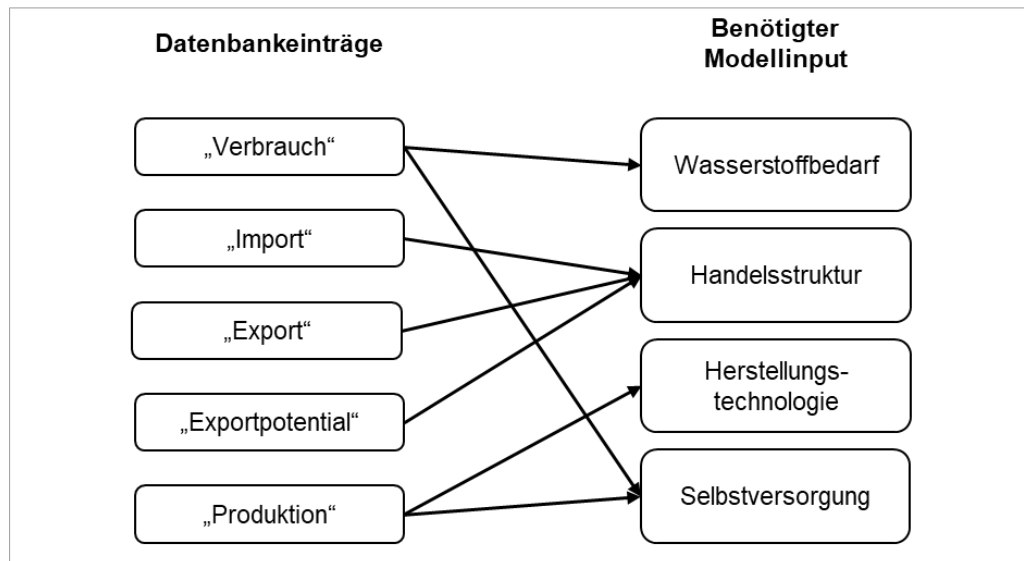


Abbildung 8: Kombination der Datenbankeinträge zur Herleitung vordefinierter Modellinputparameter. Eigene Darstellung.

Zusätzlich ist jedem Eintrag eine räumliche Bezugsebene zugeordnet. Falls vorhanden, werden weitere Merkmale ergänzt. Dazu zählen das jeweils zugehörige Bezugsjahr, das angegebene Volumen in Millionen Tonnen Wasserstoff-Äquivalent, die gewählte Derivatform, das genutzte Transportmittel, sowie die Herstellungstechnologie des Wasserstoffs. Insgesamt wurden so über 3.150 Einträge erfasst.

Einträge in der Datenbank, die sich auf einzelne Staaten beziehen, wurden durch die Erstellung einer Dummy-Variabel systematisch in das in dieser Arbeit verwendete räumliche Bezugsmodell überführt und so den entsprechenden Weltregionen zugeordnet. So wird beispielsweise aus einer Handelsverbindung von Marokko nach Deutschland - Nordafrika nach Europa.

Im Rahmen der Auswertung nationaler Wasserstoffstrategien wurden, sofern überarbeitete Versionen vorlagen, nur die jeweils aktuelle Fassung berücksichtigt. Der Vollständigkeit halber

wurde aber das Erscheinungsjahr älterer Version mitaufgenommen, um im Kapitel 5.2.2 den zeitlichen Verlauf der Strategie-Veröffentlichungen darzustellen.

Um eine einheitliche Vergleichsgrundlage zu schaffen, erfolgte die Auswertung aller Strategiedokumente anhand eines konsistenten Kriterienrasters. Dabei wurde festgehalten, wie sich jedes Land strategisch im zukünftigen Wasserstoffmarkt plant zu positionieren. Etwa als Importeur, Exporteur oder Selbstversorger. Soweit verfügbar, wurden außerdem Angaben zum inländischen Wasserstoffbedarf, zur den gewählten Herstellungstechnologien, zum geplanten Produktionsvolumen, zur angestrebten Elektrolysekapazität, zum erwarteten Importbedarf und zu Exportambitionen sowie zu den jeweiligen zeitlichen Perspektiven erhoben.

In der Datenbank selbst wurde die Auswertung der Einträge mithilfe von Pivot-Tabellen vorgenommen. Diese erlaubten eine strukturierte und flexible Analyse der gesammelten Daten, indem sie eine schnelle Aggregation, Filterung und Gruppierung nach verschiedenen und den zuvor vorgestellten Kategorien ermöglichten. So konnten beispielsweise Verbrauchsmengen nach Region und Zeitpunkten systematisch zusammengefasst und ausgewertet werden. Die Pivot-Tabellen dienten dabei als zentrales Werkzeug, um aus einer Vielzahl heterogener Einzelinformationen aussagekräftige Kenngrößen für die Modellinputs abzuleiten.

4.3.3 Ableitung von Szenarioparametern aus der Datenbank

Nachfolgend werden Herleitung und Berechnung der Modellparameter, die auf der Datenbank basieren, im Detail vorgestellt.

Errechnung des globalen Wasserstoffbedarfes

Zur Bestimmung globaler Referenzwerte für den zukünftigen Wasserstoffbedarf wurde eine Übersicht verschiedener internationaler Szenarien erstellt und ausgewertet. Diese Szenarien unterscheiden sich deutlich hinsichtlich ihres Ambitionsniveaus im Hinblick auf Dekarbonisierung und technologischer Transformation. Daher erfolgt eine Einteilung in drei Kategorien (hoch, mittel, niedrig). Zu der Kategorie „Hoch“ zählen Net-Zero Szenarien, die eine vollständige Dekarbonisierung des Energiesystems vorsehen und auf den großflächigen Einsatz erneuerbarer Energien setzen. In die Kategorie „Mittel“ fallen Szenarien, die zwar strukturelle Veränderungen unterstellen, jedoch nicht zwingend eine vollständige Klimaneutralität erreichen.

Die dritte Kategorie „Niedrig“ bündelt sogenannte Business-as-usual Szenarien, die weitestgehend vom Fortbestehen gegenwärtiger Politiken und Markttrends ausgehen und keine grundlegenden strukturellen Umbrüche erwarten lassen. Für jede der drei Kategorien wurde der Median des Wasserstoffbedarfs für die Jahre 2030, 2040 und 2050 berechnet.

Diese berechneten Bedarfswerte dienen als Ausgangswert für den weltweiten Wasserstoffbedarf. Im weiteren Vorgehen werden diese Bedarfswerte anteilig auf die Weltregionen aufgeteilt.

Verteilung der Globalwerte des Wasserstoffbedarfes auf die betrachteten Weltregionen

Der Wasserstoffbedarf der Weltregionen basiert auf der Datenbankkategorien „Verbrauch“ (siehe Abbildung 8). Um den Wasserstoffbedarf der Weltregionen zu erhalten, wird der zuvor global berechnet Wasserstoffbedarf über ein Top-Down Ansatz auf die Weltregionen verteilt. Dementsprechend ergeben sich auch für jede Weltregionen drei Bedarfsszenarien. Die Verteilung erfolgt dabei in mehreren Schritten. Zunächst wurden die nationalen Verbrauchsdaten zu Wasserstoff innerhalb der Regionen mit Hilfe von Pivot-Tabellen aggregiert. Wenn für ein Land mehrere Verbrauchswerte vorlagen, wurde der Durchschnitt gebildet. Anschließend wurden die zehn regionalen Werte zu einer Gesamtsumme zusammengeführt. Auf Basis dieser Gesamtsumme wurden die prozentualen Anteile der einzelnen Weltregionen berechnet. Entsprechend dieser Anteile wurde dann der zuvor ermittelte globale Bedarf auf die jeweiligen Regionen verteilt. Dieses Vorgehen hat den Hintergrund, dass erstens nicht für jedes Land innerhalb der Regionen Daten vorliegen, und so aber dennoch eine Teilnahme aller in einer Region sich befindlichen Länder an der Wasserstoffwirtschaft angenommen werden kann. Zweitens konnten so die geplanten Szenarien erstellt werden, in welchen die Regionen unterschiedliche Wasserstoffnachfragen haben.

Ableitung der zukünftigen Wasserstoff-Handelsstruktur

Zur Ableitung einer zukünftigen Handelsstruktur wurden die Kategorien der Datenbankeinträge „Import“, „Export“ und „Exportpotential“ systematisch ausgewertet.

Die Handelsstruktur dieser Arbeit basiert auf einer quantitativen Auswertung sämtlicher in der Literatur erwähnten Handelsrouten. Dabei wurden nationale Handelsverbindungen systematisch den entsprechenden Weltregionen zugeordnet. Verläuft beispielsweise eine Handelsroute

von Brasilien nach Deutschland, wurde diese durch eine automatisierte Zuordnung mittels einer SVERWEIS-Funktion in Excel als Verbindung von Lateinamerika nach Europa klassifiziert. Auf diese Weise konnte eine standardisierte und regionsbasierte Abbildung der globalen Handelsbeziehungen erfolgen. Dabei wurden, wie auch bei dem Parameter zuvor, drei Kategorien (hoch, mittel, niedrig) erstellt, welche sich anhand ihres Vernetzungsgrads unterscheiden.

Im Szenario mit niedriger Handelsintensität wurden lediglich die am häufigsten in der Literatur genannten Handelsverbindungen berücksichtigt. Für das mittlere Szenario wurde ein erweitertes Set verwendet. Im Szenario mit hoher Handelsintensität wurden nahezu alle identifizierten Handelsbeziehungen einbezogen. Zur operationalen Umsetzung wurden für jedes Jahr und Szenario Schwellenwerte definiert, anhand derer die selten genannten Verbindungen herausgefiltert werden. Mit steigendem Schwellenwert werden die weniger häufig in der Literatur genannte Handelsverbindungen herausgefiltert.

Die Schwellenwerte für die drei unterschiedlichen Grade an Handelsvernetzungen wurden für jedes Betrachtungsjahr einzeln anhand der Gesamtzahl von erfassten Handelsverbindungen des jeweiligen Jahres festgelegt. Grundlage dafür war ein prozentualer Anteil der gesamten Handelsverbindungen. Bei geringer Vernetzung bleiben etwa 20 % der Handelsverbindungen bestehen. Bei mittlerer Vernetzung sind es 40 % und bei hoher Vernetzung sind es 60 %. Dabei ergab sich 60 % automatisch als Maximalwert, da der Schwellenwert nicht kleiner als Eins sein sollte um statistisches Rauschen durch Einzelnennungen von Handelswegen zu unterbinden. Das bedeutet, dass Handelswege die im Rahmen der Literaturrecherche in der Datenbank nur einmal aufgenommen wurden automatisch herausgefiltert wurden. Liegt beispielsweise der Schwellenwert bei 4 werden nur noch Handelsverbindungen dargestellt, die häufiger als vier Mal in der Datenbank erfasst wurden. Dieses Vorgehen ermöglicht eine nachvollziehbare und datenbasierte Abbildung der potenziellen Handelsverflechtungen.

Beispielsweise sind für das Jahr 2030 in der Datenbank insgesamt 324 potenzielle Handelsverbindungen hinterlegt. Für den Modellinput werden davon jedoch nur 270 berücksichtigt, da die verbleibenden 54 Verbindungen intraregional verlaufen und damit außerhalb des Untersuchungsrahmens liegen. Durch die Anwendung eines hier hohen Schwellenwertes können aus diesen verbleibenden Handelswegen die signifikantesten Verbindungen herausgefiltert werden. Für das Jahr 2050 sind in der Datenbank 746 Handelsverbindungen hinterlegt. Davon werden 506 berücksichtigt, während 140 auf intraregionale Handelsbeziehungen entfallen. Um nun

eine hohe Handelsverflechtung abzubilden, wurde ein entsprechend niedriger Schwellenwert gewählt, wodurch eine größere Anzahl an Verbindungen in die Analyse einfließt. Die anschließende Umrechnung der Handelsströme in prozentuale Anteile ermöglicht eine detaillierte Zuordnung der Herkunft des importierten Wasserstoffs für jede Importregion.

Herstellungstechnologien

Zur Bestimmung der Anteile der jeweiligen Herstellungstechnologie wurden die verfügbaren Produktionsdaten genutzt. Für jede Weltregion wurde für jedes betrachtete Jahr (2030, 2040, 2050) zunächst der Median der Produktionsmenge für grünen, blauen und grauen Wasserstoff berechnet. Anschließend wurde aus der Gesamtsumme die prozentuale Verteilung der Herstellungstechnologien innerhalb der jeweiligen Region berechnet. Dadurch lässt sich für jedes Jahr nachvollziehen, zu welchen Anteilen sich die Herstellungstechnologie (grün, blau, grau) in jeder Region zusammensetzt. Zudem kann so für jede Weltregion so eine Entwicklung der Herstellungstechnologie dargestellt und im Modell berücksichtigt werden.

Die Entscheidung den Median als Auswertungsmaß bei der Berechnung des Wasserstoffbedarfs und den Herstellungsmethoden zu nutzen, beruht auf der Tatsache, dass die zugrunde liegenden Daten teilweise stark streuen und daher von Ausreißern beeinflusst sein können. Der Median ist gegenüber solchen Verzerrungen robuster als der Mittelwert und erlaubt eine realistischere Abschätzung der Werte.

Selbstversorgungsgrad

Der Selbstversorgungsgrad der einzelnen Weltregionen ergibt sich aus dem Vergleich der jeweiligen Produktionsmengen gegenüber dem prognostizierten Bedarf. Obwohl im Rahmen dieser Arbeit ausschließlich der Handel anhand von Wasserstoff betrachtet wird, wurde während der Datenerhebung die Nachfrage nach anderen Derivaten, wie etwa synthetischen Kraftstoffen, in äquivalente Menge Wasserstoff umgerechnet, und mit in der Datenbank aufgenommen. Daher kann auch in grundsätzlich exportorientierten Regionen eine Importnachfrage entstehen, etwa wenn bestimmte Derivate aufgrund wirtschaftlicher oder infrastruktureller Gründe nicht vor Ort produziert werden können. Dieser Import wird in der Analyse wiederum nur als Wasserstoff dargestellt, eine Unterscheidung nach Derivaten erfolgt nicht.

4.4 Weitere Annahmen in der Modellierung

4.4.1 Weitere Modellinputparameter

Zwei weitere Modellinputparameter bestehen aus den Hafenstandorten sowie dem IEA-Datensatz zu konkreten Wasserstoffherstellungsprojekten.

Bei der Auswahl der Hafenstandorte wurden Informationen aus der Literatur mit Daten des World Port Index (Maritim Safety Information [MSI], 2019) kombiniert. Die verwendeten Häfen verfügen über die infrastrukturellen Voraussetzungen, um perspektivisch eine Rolle im internationalen Wasserstoffhandel einzunehmen.

Zur geographischen Verortung und Charakterisierung von grünen Wasserstoffherstellungsprojekten werden Daten der IEA verwendet. Dieser öffentlich zugängliche Datensatz enthält neben dem Standort zusätzliche Informationen zur eingesetzten Technologie, zum geplanten Produktionsvolumen sowie zur installierten Elektrolyseleistung. Bei grauer oder blauer Wasserstoffherzeugung werden Raffineriestandorte, welche nachträglich noch im verwendeten Modell hinterlegt wurden verwendet.

In Bezug auf die grüne Wasserstoffherzeugungsstruktur wurde im Rahmen dieser Arbeit eine zusätzliche Annahme hinsichtlich der Wasserstoffherstellung in der ECOWAS-Region getroffen. Während der Durchführung von Testläufen des Modells zeigte sich, dass im IEA-Datensatz für diese Region keine Wasserstoffprojekte verzeichnet sind. Da jedoch eine Beteiligung der ECOWAS-Region am zukünftigen globalen Wasserstoffhandel als plausibel erscheint, unter anderem gestützt durch die veröffentlichte Roadmap der Region, wurde angenommen, dass Produktionskapazitäten bestehen. Die Auswahl der Standorte basiert auf der zuvor durchgeführten Auswertung nationaler Wasserstoffstrategien. Für die ECOWAS-Region liegen nur für Nigeria und die Elfenbeinküste Informationen vor, weshalb jeweils ein Standort pro Land angenommen wird. Um wirtschaftlich möglichst realistische Standorte zu identifizieren, basiert die Standortwahl auf zwei konkreten Kriterien, welche in der veröffentlichten Roadmap der ECOWAS-Region behandelt werden. Erstens die Verteilung der Düngemittelproduktion und zweitens die angegebenen LCOH. Die identifizierten Standorte befinden sich im Landesinneren. Für die Produktionskapazität der angenommenen Standorte wurden zwei reale Wasserstoffprojekte aus Angola als Referenz herangezogen, die im IEA-Datensatz aufgeführt sind. Diese Projekte weisen vergleichbare Größenordnungen und technologische Ausgestaltungen auf und

dienen somit als plausible Grundlage für die angenommene Produktionsleistung in der ECO-WAS-Region.

4.4.2 Projektdaten aus CLEANLIEST

Der letzte Modellinputparameter umfasst die Wasserstoffemissionsraten. Diese stammen aus DLR-Projekt CLEANLIEST.

CLEANLIEST verfolgt das Ziel, Bewertungsfähigkeiten zu den ökologischen und ökonomischen Implikationen einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft aufzubauen. Im Mittelpunkt stehen dabei drei zentrale Anwendungsbereiche (Luftfahrt, Schifffahrt und bodengebundener Verkehr) sowie deren Vorketten. Im Unterschied dazu richtet sich diese im Rahmen von CLEANLIEST entstandene Masterarbeit nicht auf konkrete Bedarfsszenarien einzelner Sektoren, sondern verfolgt einen sektorenübergreifenden Ansatz, um den Gesamtwasserstoffbedarf abzubilden.

Im Zeitraum von Juni bis November 2025 wurden im Rahmen eines Arbeitspakets die Emissionsraten entlang der Wasserstoffversorgungskette erarbeitet. Ziel war es, eine belastbare Datengrundlage zu den Wasserstoffemissionen zu schaffen. Dafür wurde eine umfassende Metaanalyse durchgeführt. Die dabei betrachteten Studien konzentrieren sich auf unterschiedliche Anwendungen, Transportformen und Technologien und ermöglichen dadurch eine differenzierte Betrachtung der relevanten Prozesse.

Für jeden Prozessschritt entlang der Versorgungskette, von der Erzeugung bis hin zu unterschiedlichen Anwendungsmöglichkeiten bei der Endnutzung im Importland, wurden aus der Literatur die Spannweiten der Emissionsraten identifiziert.

Im Rahmen dieser Arbeit werden jedoch ausschließlich die Prozessschritte berücksichtigt, die dem festgelegten Untersuchungsrahmen entsprechen. Anstelle einer Spannweitenbetrachtung wird zudem jeweils nur der Mittelwert der ermittelten Spannweite verwendet. Tabelle 1 zeigt für die betrachteten Prozessschritte die verwendeten Emissionsraten. Dieser Wert wurden als Eingangsgröße im Modell hinterlegt.

Leckagerate	
Produktion	
Grüner Wasserstoff (Elektrolyse)	4,60%
Blauer Wasserstoff (SMR + CCUS)	3,00%
Grauer Wasserstoff (SMR)	2,60%
Umwandlung	
Verflüssigung	5,55%
Transport	
Binnentransport	nicht Betrachtet
Interkontinentaler Transport	
Verschiffung %/Tag	1,50%
Verschiffung LH2 (Be- und Entladung)	11,25%
Rückumwandlung	
Regasifizierung	n.A.
Speicher	
Überirdisch	5,24%
Verteilung	nicht Betrachtet
Anwendung	nicht Betrachtet

Tabelle 1: Emissionsraten von Wasserstoff für die betrachteten Prozesse im Untersuchungsrahmen. Eigene Darstellung, mit Daten aus CLEANLIEST.

Die Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse weist deutlich höhere Emissionsraten als die Herstellung über SMR auf. Der Binnentransport zwischen Produktionsstätte und Hafen wird im Rahmen dieser Arbeit nicht berücksichtigt. Die höchsten Wasserstoffemissionen treten im Hafenterminal bei der Be- und Entladung auf. Für den eigentlichen Seetransport wird der Emissionswert nicht auf Basis der Transportdistanz, sondern bezogen auf die Transportdauer genutzt. Es ist anzumerken, dass für die Rückvergasung im Importland im Rahmen des Arbeitspaketes kein belastbarer Wert identifiziert werden konnte. Die spätere Verteilung und Endanwendung von Wasserstoff sind wiederum nicht mehr Teil des Betrachtungsrahmens dieser Arbeit.

Weiteres zentrales Element aus CLEANLIEST ist das in dieser Arbeit verwendete Modell mit welchem die Wasserstoffversorgung sowie die räumliche Verteilung der Wasserstoffemissionen modelliert wird. Eine schematische Übersicht findet sich in Abbildung 3. Das Modell arbeitet mit einer Rasterkarte mit einer Auflösung von $2^\circ \times 2^\circ$. Die entstehenden Wasserstoffemissionen aus allen Prozessschritten werden pro Rasterzelle aggregiert und anhand einer Farbskala visualisiert. Als zusätzlicher Modelloutput werden mehrere CSV-Dateien generiert, die für jede Rasterzelle exakte Emissionswert geben oder die genauen Wasserstoffflüsse zwischen den Weltregionen abbilden.

4.4.3 Darstellung und Auswertung der Ergebnisse mit QGIS

Zur weiteren Auswertung in Kapitel 5.3 wurde der Modelloutput in das Geoinformationssystem QGIS eingelesen. Die Software diente neben der Visualisierung und Erstellung verschiedener Abbildungen auch zur letztendlichen Aggregation der Wasserstoffemissionen in den Weltregionen.

Aufgrund der begrenzten Auflösung der zugrunde liegenden Rasterkarte ergibt sich jedoch ein Zuordnungsproblem. Dieses tritt insbesondere entlang von Küstenlinien und Regionsgrenzen auf, wo entschieden werden muss, welchem Gebiet ein Rasterpolygon zugeordnet wird. In der Software wurde dafür die Regel angewendet, dass der größte Flächenanteil innerhalb eines Polygons über die Zuordnung entscheidet. Dies kann jedoch zu Verzerrungen führen, insbesondere wenn Erzeugungsstrukturen oder Handelsrouten in unmittelbarer Nähe zu Küsten oder Grenzverläufen liegen. Dies betrifft vor allem Regionen mit komplexer Küstentopografie, etwa den Mittelmeerraum, den Indischen Ozean oder den Suezkanal. Wasserstoffemissionen, die eigentlich auf offener See entstehen, können fälschlicherweise einer Landregion zugeordnet werden. Umgekehrt kann es vorkommen, dass Wasserstoffemissionen aus landseitigen Erzeugungsstrukturen dem maritimen Transport zugewiesen werden, wenn sich das entsprechende Polygon mehrheitlich über Wasserflächen erstreckt.

Um den Effekt abzuschwächen wurde eine manuelle Nachbearbeitung vorgenommen. Beispielsweise wurde die Zugehörigkeit aller Polygone in Küstenregion kontrolliert. Dabei wurden auch Polygone, in denen sich Hafenstandorte befinden, der jeweiligen Region zugewiesen, selbst wenn der Anteil der Wasserfläche überwiegt. Gerade weil an diesen Standorten Prozesse mit hohen Wasserstoffemissionen stattfinden. Dies führt allerdings wiederum dazu, dass Emissionen des letzten Transportabschnitts nicht mehr den Weltmeeren, sondern einer Region zugeordnet werden.

Eine eindeutige Trennung zwischen Emissionen auf See und an Land ist somit aufgrund der räumlichen Auflösung nicht in allen Fällen möglich. Es ist daher davon auszugehen, dass sich die Ergebnisse bei Verwendung einer höheren räumlichen Auflösung verändern könnten.

5 Ergebnisdarstellung

In diesem Kapitel werden die zentralen Zahlen und Ergebnisse der Arbeit vorgestellt. Zuerst wird die zukünftige Wasserstoffnachfrage auf globaler Ebene und auf Ebene von Weltregionen dargestellt. Danach wird die internationale Handelsstruktur beschrieben. Auf diesen beiden Aspekten aufbauend wird anschließend die räumliche Verteilung der Wasserstoffemissionen dargestellt.

5.1 Synthese internationaler Studien und nationaler Strategien zur Ableitung der zukünftigen Wasserstoffnachfrage auf Ebene von Weltregionen

In diesem Teilkapitel wird zunächst auf Grundlage internationaler Studien der globale Wasserstoffbedarf innerhalb der Bedarfsszenarien für die Jahre 2030, 2040 und 2050 errechnet, welcher anschließend durch die in der Datenbank hinterlegten Informationen auf die Weltregionen verteilt wurde.

5.1.1 Globaler Wasserstoffbedarf in unterschiedlichen Bedarfsszenarien

Im Rahmen dieser Arbeit wurden insgesamt 47 Szenarien zum globalen Wasserstoffbedarf ausgewertet und nach vergleichbaren Rahmenbedingungen in drei Kategorien eingeordnet. Zur ersten Kategorie zählen ambitionierte Net-Zero Szenarien, die eine vollständige Dekarbonisierung des Energiesystems bis 2050 anstreben und auf einen umfassenden Einsatz erneuerbarer Energien setzen. Die zweite Kategorie umfasst Szenarien mit moderater Transformation. Diese gehen von strukturellen Veränderungen aus, ohne jedoch eine vollständige Klimaneutralität zu erreichen. Die dritte Kategorie besteht aus sogenannte Business-as-usual Szenarien, die weitgehend von dem Fortbestehen aktueller Politiken und Markttrends ausgehen und keine grundlegenden systemischen Veränderungen berücksichtigen. Eine vollständige tabellarische Übersicht aller Szenarien sowie hochauflösende Graphen der nachfolgenden Abbildung finden sich im Anhang B.

In Abbildung 9 findet sich für die Net-Zero Szenarien (a) im Jahr 2030 eine Spannweite zwischen 100 bis 210 Millionen Tonnen Wasserstoff. Für das Jahr 2050 streuen die Werte deutlich stärker. Die Spannweite reicht hier von 335 Millionen Tonnen aus dem Shell Szenario (2023)

bis hin zu 696 Millionen Tonnen aus dem Szenario von BloombergNEF (2020). Das Szenario der IEA (2021b), welches in der Literatur am häufigsten aufgegriffen wird (z.B. in AfDB (2022); Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit [GIZ] (2023); Johnson et al. (2025); Tonelli et al. (2023); und Wietschel et al. (2024)) weist mit 210 Millionen Tonnen den höchsten Startwert für das Jahr 2030 auf, liegt im Jahr 2050 jedoch genau im Mittelfeld der betrachteten Spannweite.

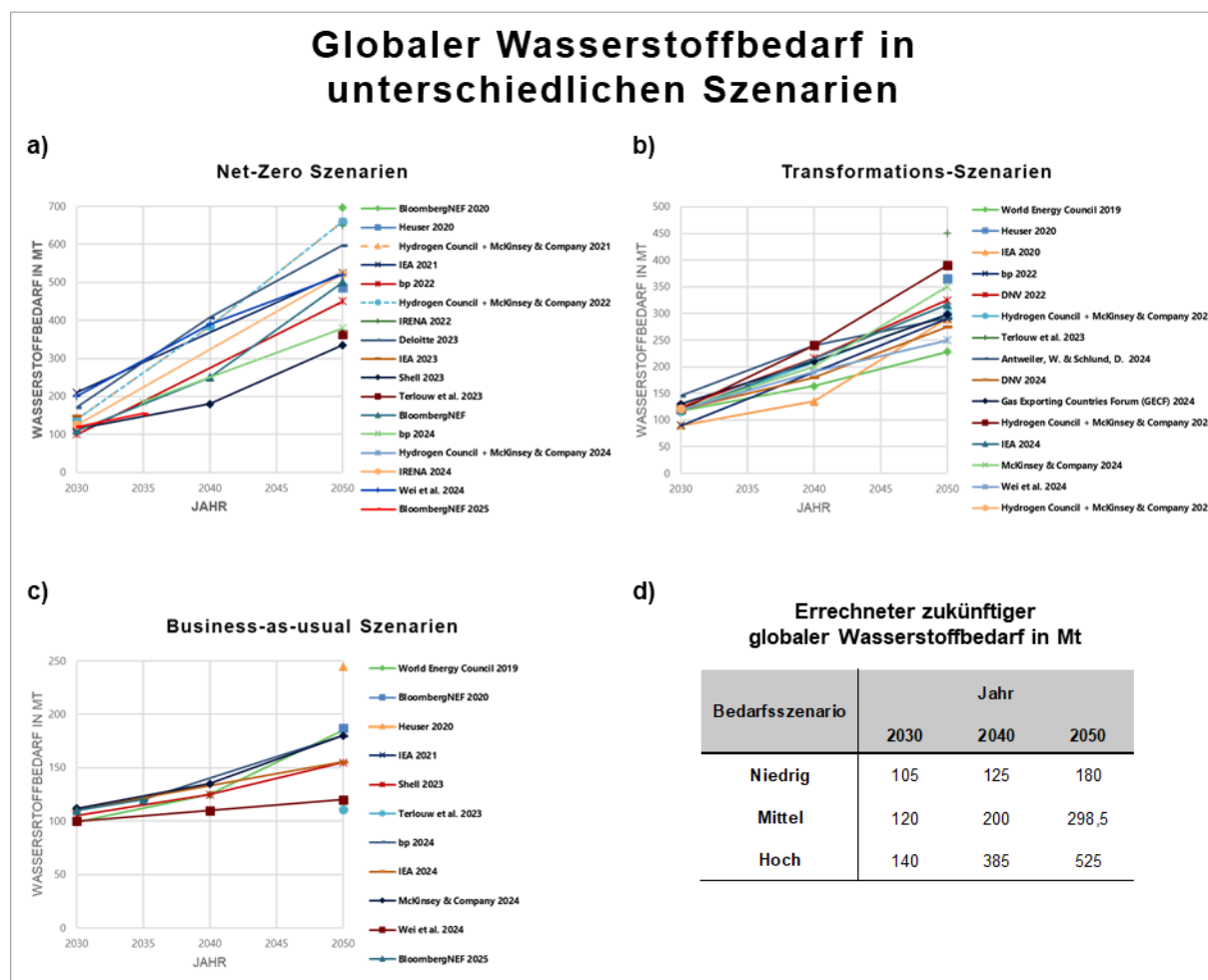


Abbildung 9: (a) Globaler Wasserstoffbedarf in Net-Zero Szenarien. (b) Globaler Wasserstoffbedarf in Transformations-Szenarien. (c) Globaler Wasserstoffbedarf in Business-as-usual Szenarien. (d) Aus dem Median errechneter globaler Wasserstoffbedarf für die Bedarfsszenarien (hoch, mittel, niedrig) für die Jahre 2030, 2040 und 2050. Eigene Darstellung und Berechnung.

Weitere Auffälligkeiten finden sich bei den Szenarien des Hydrogen Council mit McKinsey & Company. In den Jahren 2021 und 2022 wurde jeweils dasselbe Szenario unter anderem Titel veröffentlicht. Auch in der Version von 2024 bleibt der Bedarfswert für das Jahr 2050 unverändert, während aber die Angaben für die Jahre 2030 und 2040 nicht mehr enthalten sind.

Zudem ist zu beobachten, dass sowohl in neueren als auch in überarbeiteten Szenarien zunehmend die Einschätzung vertreten wird, dass sich die weltweite Entwicklung derzeit nicht auf einem Net-Zero Pfad befindet. Infolgedessen sind im Jahr 2024 vermehrt moderate Transformations-Szenarien hinzugekommen oder bestehende Net-Zero Szenarien wurden nach unten korrigiert. Ein Beispiel hierfür ist IRENA, wo der Bedarfswert für das Jahr 2050 von 650 Millionen Tonnen (in 2022) auf 523 Millionen Tonnen (in 2024) reduziert wurde.

Im aktuellen Net-Zero Szenario von BloombergNEF (2025) wird für das Jahr 2030 ein Bedarf von 120 Millionen Tonnen prognostiziert. Ein Wert für 2050 fehlt, stattdessen wird ein Zwischenwert von 155 Millionen Tonnen für das Jahr 2035 ausgewiesen.

Bei den Transformations-Szenarien (b) fällt die Spannweite des prognostizierten Wasserstoffbedarfs insgesamt geringer aus. Für das Jahr 2030 markieren BP (2022) und die IEA (2020) mit jeweils 90 Millionen Tonnen die untere Grenze, während Antweiler & Schlund (2024) mit 146 Millionen Tonnen den höchsten Wert bilden.

Für das Jahr 2050 bewegt sich der Großteil der Szenarien zwischen 228 Millionen Tonnen (World Energy Council, 2019) und 390 Millionen Tonnen (Hydrogen Council mit McKinsey & Company, 2024). Einzige Ausnahme bildet Terlouw et al. (2023), die mit 451 Millionen Tonnen einen deutlich höheren Wert prognostizieren und damit bereits in Richtung der Net-Zero Szenarien tendieren.

Das Transformations-Szenario der IEA (2020) bildet in der Gesamtbetrachtung für das Jahr 2040, mit einem Wert von 135 Millionen Tonnen, einen leichten Ausreißer nach unten, liegt jedoch mit 290 Millionen Tonnen im Jahr 2050 wieder im Mittelfeld.

Auch in der Kategorie der Business-as-usual Szenarien (c) wurden im Jahr 2024 mehrere neue Studien veröffentlicht. Für das Jahr 2030 reicht die Spannweite der prognostizierten Wasserstoffnachfrage von 99 Millionen Tonnen (World Energy Council, 2019) bis 112 Millionen Tonnen (McKinsey & Company, 2024).

Für das Jahr 2050 liegen die Szenarien zwischen 111 Millionen Tonnen (Terlouw et al., 2023) und 187 Millionen Tonnen (BloombergNEF, 2020). Die Studie von Heuser (2020) bildet mit 245 Millionen Tonnen im Jahr 2050 einen deutlichen Ausreißer nach oben. Dies ist insofern auffällig, da dieselbe Quelle in den beiden anderen Bedarfskategorien stets im mittleren Bereich der betrachteten Spannweiten lag. Im derzeit aktuellen Szenario von BloombergNEF (2025)

wird ein Bedarf von 110 Millionen Tonnen für das Jahr 2030 und 120 Millionen Tonnen für 2035 prognostiziert.

Die mit der Auswertung erhobenen Werte dieser Szenarien bilden die Grundlage, auf welcher in dieser Arbeit die globale Gesamtnachfrage gestützt wird. Die errechneten Werte finden sich in der Abbildung 9 unter Punkt (d). Dargestellt sind die Werte für die drei Bedarfsszenarien (hoch, mittel, niedrig) und deren zeitliche Entwicklung.

5.1.2 Errechneter zukünftiger Wasserstoffbedarf in den betrachteten Weltregionen

Mit einem Top-Down Ansatz wurde die, auf Basis der globalen Szenarien, berechnete Gesamtnachfrage auf die zehn betrachteten Weltregionen verteilt. Grundlage dafür bildet die eigens erstellte Datenbank (siehe dazu Kapitel 4.3.2 & 4.3.3), in welcher sämtliche relevante Informationen aus der wissenschaftlichen Literatur und den nationalen Wasserstoffstrategien systematisch zusammengeführt wurden.

Die nachfolgende Abbildung 10 veranschaulicht die regionale Wasserstoffnachfrage. Die daraus resultierenden Werte dienen nicht nur als Modellinput, sondern liefern zugleich eine Antwort auf die erste Forschungsfrage dieser Arbeit. Eine zusätzliche tabellarische Übersicht der genauen Werte für alle Weltregionen findet sich im Anhang C. Betrachtet werden die drei Bedarfsszenarien zu jeweils drei Zeitpunkten 2030, 2040 und 2050. Eine hohe Nachfrage besteht dabei vorrangig in den vier Regionen Europa, Naher Osten, Nordamerika und Südostasien.

Europa weist im Bedarfsszenario „Niedrig“ die dritthöchste Wasserstoffnachfrage auf. Im Jahr 2030 liegt der Bedarf bei 21,7 Millionen Tonnen und steigt bis 2050 auf 37,2 Millionen Tonnen an. Im Szenario „Mittel“ rückt Europa auf den zweiten Platz der nachfragestärksten Regionen vor. Die Nachfrage steigt von 23,8 Millionen Tonnen im Jahr 2030 auf 59,3 Millionen Tonnen im Jahr 2050 an. Im Szenario „Hoch“ belegt Europa wieder Platz drei. Die Nachfrage steigt von 26,7 Millionen Tonnen im Jahr 2030 auf 73,3 Millionen Tonnen im Jahr 2040 und schließlich auf 100 Millionen Tonnen im Jahr 2050. Diese Unterschiede resultiert daraus, dass für jedes Bedarfsszenario eine neue Berechnung der Anteile (siehe dazu Kapitel 4.3.3) stattgefunden hat. Letztendlich kann diese Dynamik auch als eine Verschiebung der Energienachfragezentren verstanden und interpretiert werden.

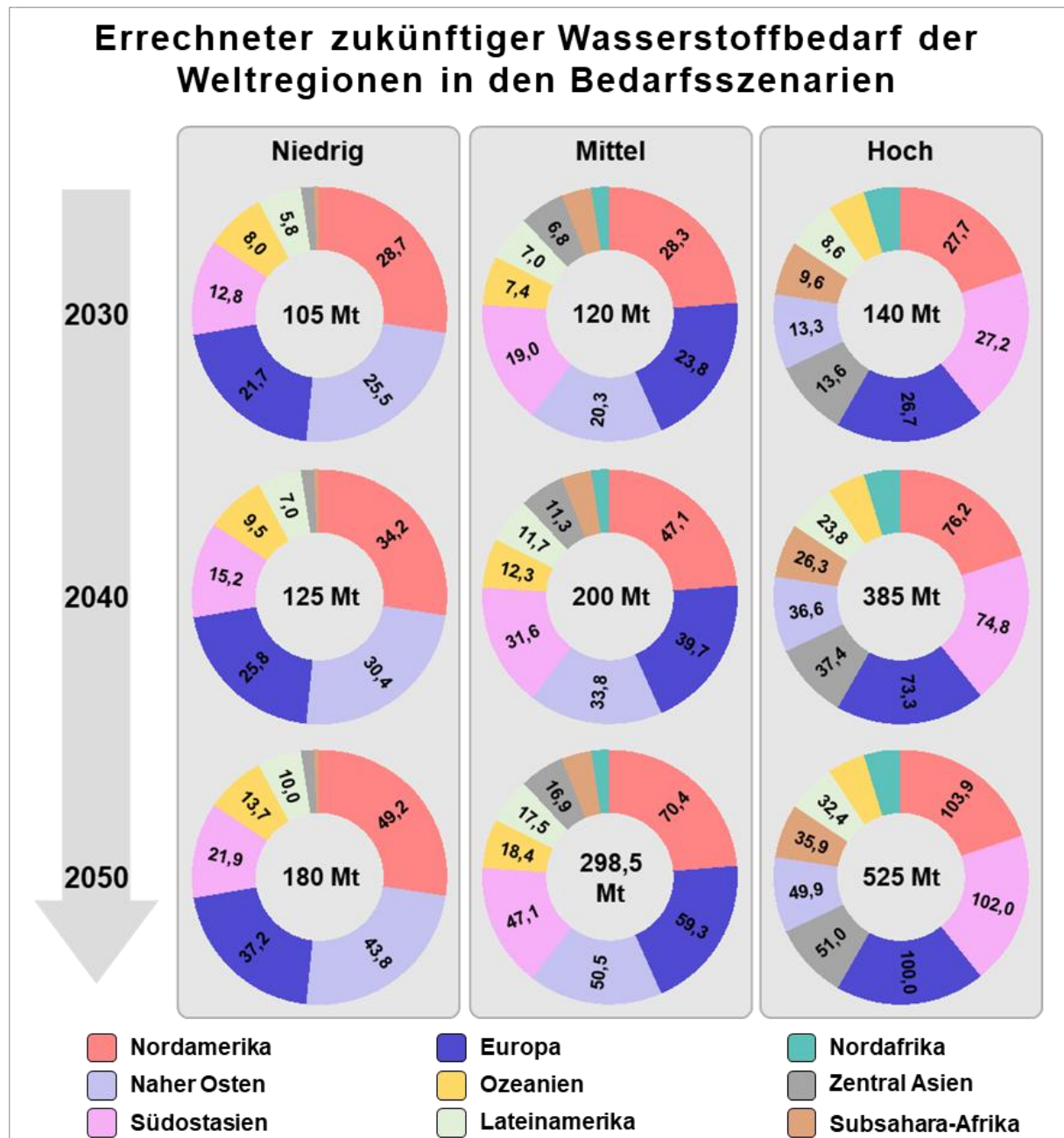


Abbildung 10: Errechneter zukünftiger Wasserstoffbedarf der Weltregionen in den drei betrachteten Bedarfsszenarien für die Jahre 2030, 2040 und 2050. Eigene Darstellung und Berechnung.

Der Nahe Osten gehört in den Bedarfsszenarien „Niedrig“ und „Mittel“ jeweils zu den drei Regionen mit der höchsten Nachfrage. Auffällig ist, dass der Bedarf im Jahr 2030 im Szenario „Niedrig“ mit 25,5 Millionen Tonnen höher liegt als im Szenario „Mittel“ mit 20,3 Millionen Tonnen. Ab dem Jahr 2040 kehrt sich dieses Verhältnis jedoch wieder um. Dabei steigt der Bedarf im niedrigen Szenario bis 2050 auf 43,8 Millionen Tonnen und im mittleren Szenario auf 50,5 Millionen Tonnen an. Im Szenario „Hoch“ hingegen fällt der Nahe Osten auf Platz

fünf zurück. Dabei zeigen sich weitere Schwankungen. Die Nachfrage startet 2030 bei nur 13,3 Millionen Tonnen und liegt damit unter den Werten der anderen Bedarfsszenarien. Im Jahr 2040 steigt der Bedarf auf 36,6 Millionen Tonnen und liegt damit wieder über dem Wert des mittleren Szenarios. Für das Jahr 2050 liegt der Bedarf mit 49,9 Millionen Tonnen aber wieder unter der Nachfrage des mittleren Szenarios.

Nordamerika weist in allen drei Szenarien und zu jedem betrachteten Zeitpunkt die höchste Wasserstoffnachfrage auf. Auffällig ist auch hier, dass im Jahr 2030 der Bedarf im Szenario „Niedrig“ mit 28,7 Millionen Tonnen leicht über den Werten der Szenarien „Mittel“ (28,3 Millionen Tonnen) und „Hoch“ (27,7 Millionen Tonnen) liegt. Insgesamt steigt der Bedarf im Szenario „Hoch“ auf 103,9 Millionen Tonnen im Jahr 2050.

Südostasien liegt im Bedarfsszenario „Hoch“ an zweiter Stelle. Der Bedarf liegt im Jahr 2030 bei 27,2 Millionen Tonnen, im Jahr 2040 bei 74,8 Millionen Tonnen und im Jahr 2050 steigt der Bedarf auf 102 Millionen Tonnen an. In den anderen beiden Bedarfsszenarien liegt die Region nur noch auf dem vierten Platz. Im niedrigen Szenario liegt die Nachfrage in 2030 bei 12,8 Millionen Tonnen und steigt bis zum Jahr 2050 auf 21,9 Millionen Tonnen an.

Diese vier Weltregionen bilden in beiden Bedarfsszenarien „Niedrig“ und „Mittel“ mehr als drei Viertel der weltweiten Gesamtnachfrage. Im Szenario „Hoch“ reduziert sich ihr gemeinsamer Anteil auf rund zwei Drittel.

Zentral Asien, welches im Bedarfsszenario „Niedrig“ und „Mittel“ eine nur eine untergeordnete Rolle spielt, befindet sich im hohen Szenario auf dem vierten Platz. Dabei steigt der Bedarf von 13,3 Millionen Tonnen in 2030 auf 49,9 Millionen Tonnen in 2050 an. In 2030 beträgt der Bedarf im mittleren Szenario lediglich 6,8 Millionen Tonnen und 1,7 Millionen Tonnen im niedrigen Szenario.

Auch bei Ozeanien findet sich die Auffälligkeit, dass der Wasserstoffbedarf im ersten Betrachtungszeitpunkt in dem niedrigem Bedarfsszenario (8,0 Millionen Tonnen) höher ist, als im mittleren (7,4 Millionen Tonnen) und hohem (6,7 Millionen Tonnen) Szenario. Diese Reihenfolge kehrt sich aber in 2040 wieder um, hier hat wieder das Szenario „Hoch“ den höchsten Wert, mit 18,3 Millionen Tonnen. Im Jahr 2050 findet sich für die Region ein Bedarf von 13,7 Millionen Tonnen im niedrigen Szenario und 24,9 Millionen Tonnen im hohen Szenario.

Lateinamerika, Subsahara-Afrika und Lateinamerika befinden sich durchgehend im unteren Bereich. Nordafrika weist insgesamt die geringste Nachfrage auf, im Bedarfsszenario „Niedrig“

kann für die Region kein nennenswerter Bedarf ausgewiesen werden. Eine weitere zentrale Auffälligkeit betrifft die ECOWAS-Region. Für diese konnte in keinem der drei Bedarfsszenarien ein Wasserstoffbedarf identifiziert werden. Die Region bleibt somit in der modellierten globalen Nachfrage bislang unberücksichtigt, obwohl einzelne Staaten wie Nigeria zumindest Exportambitionen äußern.

5.2 Entwicklung internationaler Wasserstoffhandelsstrukturen und gehandelter Anteil der Gesamterzeugung bis 2050

In diesem Abschnitt wird zunächst die weltweite Erzeugungsstruktur von Wasserstoff dargestellt und es werden die nationale Wasserstoffstrategien analysiert. Anschließend folgt eine Darstellung der internationalen Handelsstruktur. Dabei wird betrachtet, zu welchem Anteil Importregionen ihrem Wasserstoffimportbedarf aus einzelnen Exportregionen decken.

5.2.1 Weltweite und regionale Wasserstofferzeugungsstruktur

Die nachfolgende Abbildung 11 enthält Daten zu insgesamt 2.198 weltweit geplanten Wasserstoffprojekten und basiert auf dem IEA-Datensatz (2025b). Die Farbgebung zeigt, welcher Brenn- oder Treibstoff an dem kartierten Standort hergestellt werden soll. Die Kreisfläche variiert entsprechend der Leistungsspanne der Erzeugung, von kleinen Projekten unter 100 MW bis hin zu sehr großen Projekten mit über 40.000 MW.

Besonders groß dimensionierte Projekte finden sich in Australien, Südafrika, Brasilien, an der Westküste der Vereinigten Staaten, in Ägypten sowie entlang der Ostküste Afrikas. In Europa finden sich dagegen vor allem kleinere Projekte, dafür aber in hoher Anzahl. Dabei ist in Europa eine ungleichmäßige Verteilung zu erkennen, denn räumlich häufen sich die Projekte in Westeuropa, während im östlichen Europa deutlich weniger Projekte zu verzeichnen sind. Weitere Cluster finden sich in Indien entlang der Küstenlinien, rund um die Region von Oman und den Vereinigten Arabischen Emiraten, im Nordosten Chinas, in der Region Panama, in Nordwest Afrika, sowie entlang der südlichen Grenze der Vereinigten Staaten. In den zwei bedeutenden Nachfragezentren Japan und Südkorea sind nur vereinzelte kleine Projekte geplant.

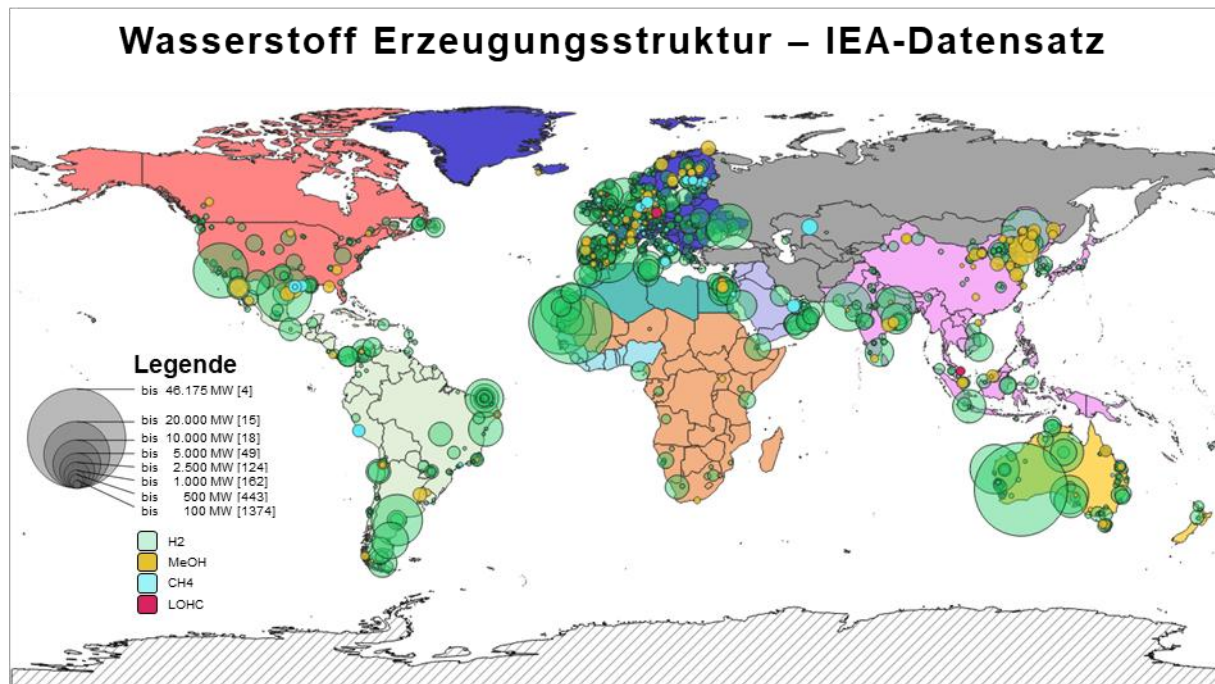


Abbildung 11: Räumliche Verteilung der weltweit geplanten Wasserstofferzeugungsstruktur. Eigene Darstellung mit QGIS auf der Datengrundlage der IEA (2025b).

Bei den Projekten überwiegt die Herstellung von Wasserstoff. Methanol wird in großen Mengen vollem in Nordosten Chinas und in mehreren kleineren Projekten in Europa hergestellt. Die Herstellung von synthetischem Erdgas ist dagegen zerstreut. Produktionsstandorte dafür finden sich im Süden der Vereinigten Staaten, an der Westküste Lateinamerikas, im Nordosten Europas sowie ein einzelnes in der Region Zentral Asiens. LOHC wird an zwei Standorten in Europa und einem Standort in Südostasien in geringen Mengen hergestellt.

Die nachfolgende Abbildung 12 zeigt wie sich in den betrachteten Weltregionen die Anteile der Wasserstoff-Herstellungstechnologie (grün, blau, grau) in den Jahren 2030, 2040 und 2050 voraussichtlich entwickeln werden. Zusätzlich ist die Selbstversorgungsrate der Region zu den jeweiligen Zeitpunkten mit eingetragen. Zwei tabellarische Übersichten dazu finden sich im Anhang D.

Im Jahr 2030 ist die graue Wasserstofferzeugung in allen Weltregionen noch stark vertreten. Eine Ausnahme bilden Europa, der Nahe Osten und Ozeanien, in denen bereits 2030 der Anteil grüner und blauer Wasserstoffproduktion überwiegt. Der globale Durchschnitt (siehe Anhang D) für das Jahr 2030 zeigt, dass 14,96 % des erzeugten Wasserstoffs grün hergestellt werden, während 21,44 % auf blaue Produktion entfallen. Der Großteil mit 63,61 % stammt jedoch weiterhin aus grauen Herstellungsverfahren.

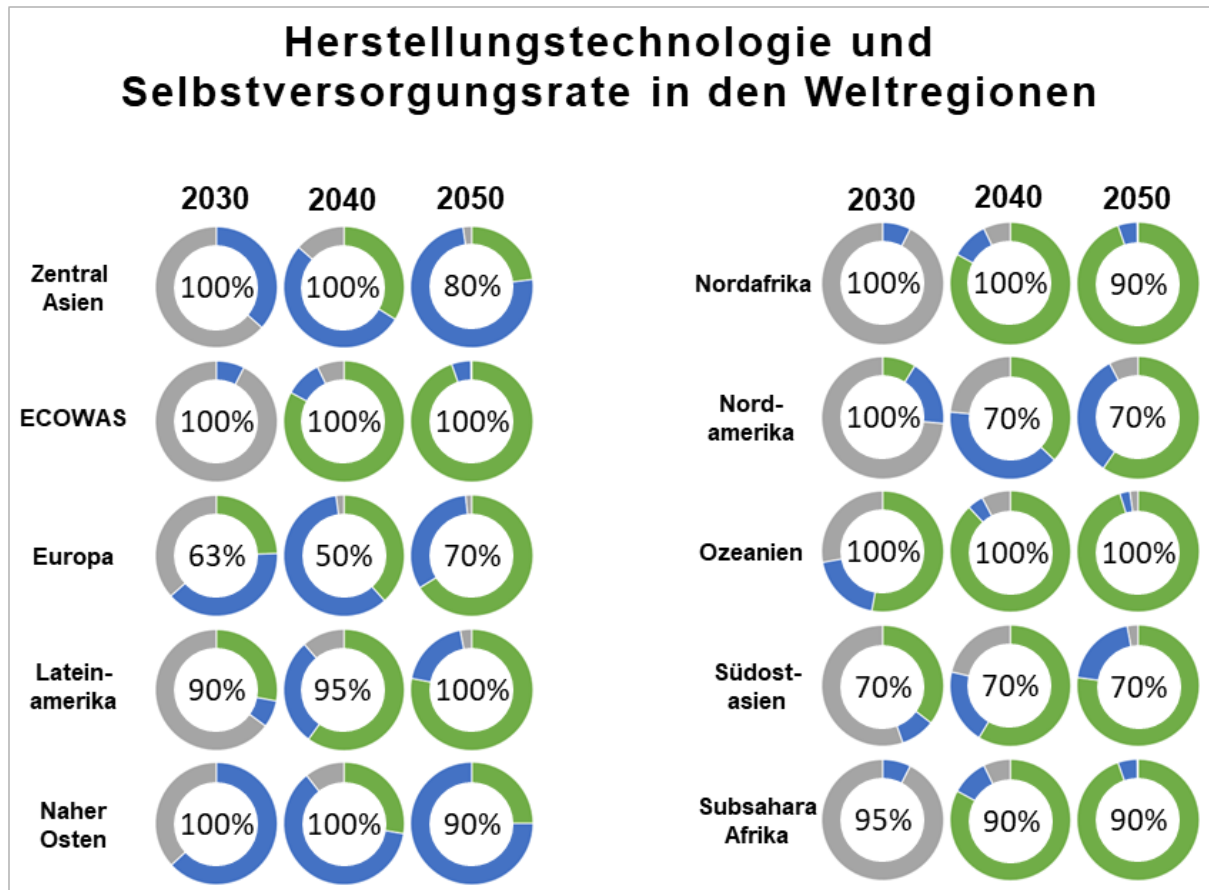


Abbildung 12: Anteil der grünen, blauen und grauen Wasserstoffherzeugung und Selbstversorgungsrate in den Weltregionen. Eigene Darstellung und Berechnung.

Bis 2050 wird die graue Erzeugung jedoch schrittweise durch grüne und blaue Herstellungsverfahren ersetzt. Graue Wasserstoffherstellung ist zu diesem Zeitpunkt dennoch in mehreren Regionen wie Zentralasien, Europa, Lateinamerika, Nordamerika, Ozeanien und Südostasien vertreten, jedoch nur in geringen Anteilen. Eine vollständige Ablösung grauer Herstellungstechnologien gelingt nicht. Der globale Durchschnitt zeigt für 2050 nur noch einen Anteil von 2,04 % grauer Wasserstoffherzeugung. Gleichzeitig steigt der Anteil blauer Produktion auf 27,15 %, während 70,81 % des Wasserstoffs grün erzeugt werden.

Zusätzlich ist in der Abbildung 12 die Selbstversorgungsrate der einzelnen Weltregionen für die betrachteten Jahre dargestellt. Besonders in exportorientierten Regionen wie dem Nahen Osten, Ozeanien und Nordafrika zeigt sich eine konstant hohe oder nahezu vollständige Selbstversorgungsrate. Dennoch entwickeln sich auch in einigen dieser Regionen bis zum Jahr 2050 ein Wasserstoffimportbedarf. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass in diesen Regionen zwar kein direkter Wasserstoffbedarf besteht, jedoch Derivate, wie beispielsweise synthetische

Kraftstoffe, nachgefragt werden. Häufig fehlen jedoch die infrastrukturellen Voraussetzungen zur lokalen Herstellung, oder der Import ist wirtschaftlich günstiger. In dieser Arbeit wurde bei der Modellierung jedoch nicht zwischen unterschiedlichen Wasserstoffderivaten unterschieden.

5.2.2 Nationale Wasserstoffstrategien

Nachfolgend werden grundlegende Informationen zu den Wasserstoffstrategien dargestellt. Insgesamt konnten 108 relevante Dokumente identifiziert werden, die Informationen zu 93 Ländern und zu zwei Regionen (EU und ECOWAS) enthalten. Die Differenz erklärt sich durch Aktualisierungen und Veröffentlichungen einzelner Strategien in mehreren Sprachen.

Die nachfolgende Abbildung 13 zeigt anhand eines Zeitstrahls die Veröffentlichung nationaler Wasserstoffstrategien von 2017 bis 2025. Die Farbgebung der Punkte ordnet die Länder den Weltregionen zu. Der Vollständigkeit halber wurden auch Vorgängerversionen mit in dieser Grafik aufgenommen. Diese wurden bei der Auswertung jedoch nicht berücksichtigt. Aktualisierungen fanden sich für Brasilien, Chile, China, Deutschland, Frankreich, Indonesien, Italien, Japan, Neuseeland und Tschechien.



Abbildung 13: Zeitstrahl zur Veröffentlichung nationaler Wasserstoffstrategien (* = Aktualisierte Version). Eigene Darstellung.

Ab dem Jahr 2020 gibt es eine starke Zunahme an Strategiepublikationen, mit dem Höhepunkt im Jahr 2023. Früh veröffentlichte Strategien stammen von Vorreitern wie Japan im Jahr 2017,

sowie Neuseeland und Südkorea im Jahr 2019. Während in den Jahren 2020 und 2021 vorwiegend europäische Länder vorzufinden sind, zeigt sich in den Jahren 2022 bis 2024 eine globale Breite an Strategieveröffentlichungen, insbesondere durch neue Akteure aus Afrika, Asien und Lateinamerika. Für das Jahr 2025 sind derzeit drei Aktualisierungen zu verzeichnen, ansonsten sind nur fünf weitere Länder dazugekommen, ein deutlicher Rückgang gegenüber den Vorjahren.

Die nachfolgende Abbildung 14 zeigt, für welche Länder Wasserstoffstrategien oder vergleichbare Dokumente vorliegen. Darüber hinaus wird die strategische Positionierung der Länder dargestellt. Eine detaillierte, tabellarische Auflistung aller betrachteten Strategien inklusive deren Inhalte findet sich im Anhang E.

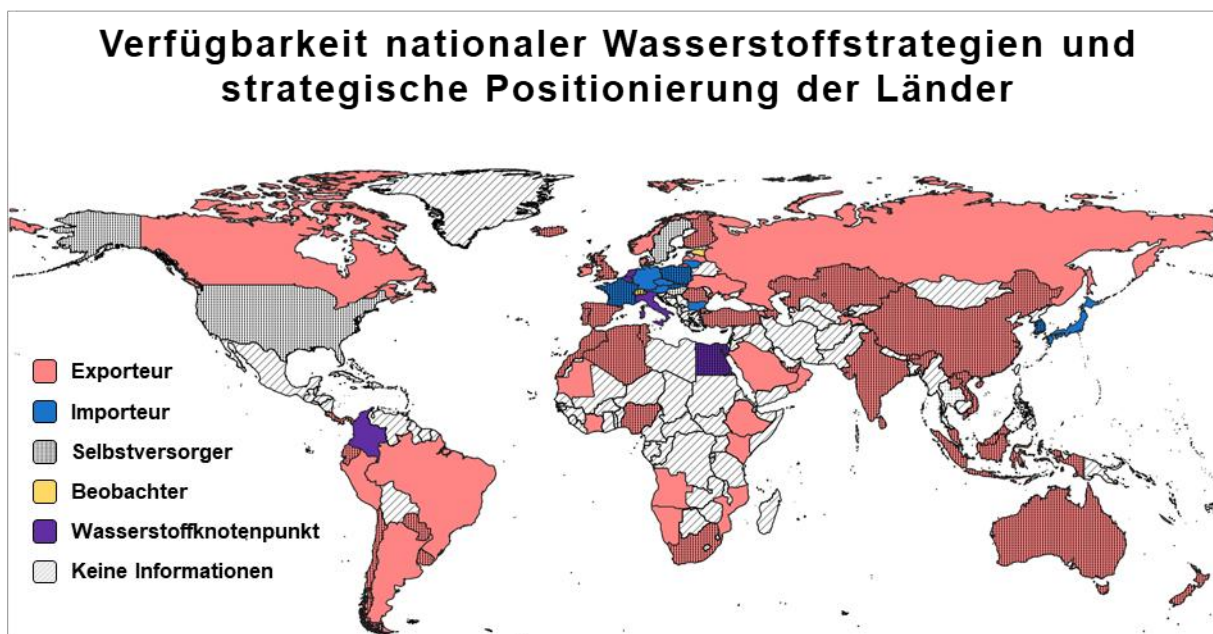


Abbildung 14: Verfügbarkeit nationaler Wasserstoffstrategien und strategische Positionierung der Länder innerhalb einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft basierend auf den nationalen Strategien. Eigene Darstellung.

Hinsichtlich der Strategieverfügbarkeit besteht für die betrachteten Weltregionen Nordamerika und Ozeanien eine vollständige Abdeckung. Eine ebenfalls hohe oder nahezu vollständige Verfügbarkeit zeigt sich in Lateinamerika, Europa, Nordafrika, Südostasien und Zentralasien. Die größten Informationslücken bestehen hingegen im Nahen Osten, in Subsahara-Afrika sowie in der ECOWAS-Region.

In Europa fällt insbesondere eine Lücke in der Balkanregion auf. So bekundet sich beispielsweise Griechenland zwar zu dem Thema Wasserstoff, auf Nachfrage im EU-Parlament werden

die Fragen jedoch nicht beantwortet, sodass insgesamt keine verwertbaren Informationen vorliegen. Eine ähnliche Situation zeigt sich in Mexiko, wo derzeit eine nationale Wasserstoffstrategie in Entwicklung ist, bisher aber keine Informationen veröffentlicht wurden. Am auffälligsten ist jedoch die Informationslücke auf dem afrikanischen Kontinent. Von insgesamt 54 Ländern konnten lediglich für 15 Länder relevante Dokumente identifiziert werden. Vor allem in der ECOWAS-Region und in Teilen von Subsahara-Afrika finden sich dabei bislang eher politische Bekundungen zum Thema Wasserstoff. In Nordafrika hingegen liegen fast flächendeckend Wasserstoffstrategien vor. Eine Ausnahme bildet Libyen, hier liegen aktuell keine Informationen vor.

Hinsichtlich der strategischen Positionierung kann zentral zwischen Exporteuren und Importeuren unterschieden werden. Darüber hinaus geben einige Länder an, neben ihrer angestrebten Außenhandelsrolle auch auf eine weitgehende Selbstversorgung zu setzen. Einen Sonderfall bilden dabei Kroatien, Schweden, Ungarn, die Vereinigten Staaten und Zypern welche ausschließlich eine Selbstversorgung anstreben. Weitere Ausnahmen bilden Ägypten, Belgien, Kolumbien, Italien und die Niederlande welche mit ihrer Strategie gezielt die Rolle eines internationalen Wasserstoffknotenpunkts verfolgen. Die Schweiz und Estland nehmen aktuell eine beobachtende Rolle ein. Nachfolgend werden exemplarisch vier Staaten vorgestellt. Dabei Auswahl zeigt dabei unterschiedliche Fälle der Rollenverteilung in einer Wasserstoffwirtschaft. Dargestellt wird ein aktuelles Zentrum für Petrochemie, ein Importeur und möglicher Wasserstoffknotenpunkt, ein aktueller Lieferant von fossilen Energieträgern und ein Beobachter.

Der Inselstaat Trinidad und Tobago möchte seine bestehende Rolle als Zentrum für Petrochemie nutzen, um in eine grüne Wasserstoffwirtschaft einzusteigen. Ziel ist die Diversifizierung der nationalen Energieversorgung und die Dekarbonisierung der bestehenden Exportbasis von Ammoniak und Methanol. Der aktuelle Wasserstoffbedarf liegt bei 1,7 Millionen Tonnen pro Jahr. Für das Jahr 2050 wird eine Eigenproduktion von 2 Millionen Tonnen und bis 2065 eine Elektrolysekapazität von 25 GW angestrebt. Die Strategie weist aber auch auf die begrenzte Flächenverfügbarkeit auf den Inseln als die zentrale Herausforderung hin.

Italien sieht Wasserstoff ebenfalls als zentralen Bestandteil zur nationalen Dekarbonisierung und als eine industrielle Chance die Energieinfrastruktur neu auszurichten. Die Strategie zielt darauf, den eigenen Energiebedarf als Importeur zu decken und gleichzeitig als europäischer Wasserstoffknotenpunkt zwischen Nordafrika und Mitteleuropa zu fungieren. In Jahr 2030 wird

ein Bedarf von 0,25 Millionen Tonnen abgegeben. Im Jahr 2050 soll der Bedarf zwischen 3,71 und 20,93 Millionen Tonnen liegen.

Die Vereinigten Arabischen Emirate (VAE) positionieren sich als globaler Produzent und Exporteur von „low-carbon hydrogen“, wobei bestehende Stärken im Öl- und Gassektor mit neuen Technologien, wie beispielsweise CCUS, für die Wasserstoffproduktion kombinieren werden sollen. Zusätzlich zum blauen Wasserstoff soll aber auch grüner Wasserstoff sowohl im Inland als auch im Ausland produziert werden. Für das Jahr 2040 wird eine Produktion von 7,5 Millionen Tonnen grünem Wasserstoff angestrebt, bis 2050 soll das Produktionsvolumen verdoppelt werden.

Eine etwas andere Rolle nimmt Estland ein. In der vorliegenden Strategie wird ein beobachtender und unterstützender Ansatz im europäischen Wasserstoffmarkt beschrieben. Da im Inland kein nennenswerter Wasserstoffbedarf besteht, konzentriert sich die Strategie auf den Ausgleich von Transportverlusten der geplanten europäischen Netzinfrastuktur. Dafür wird eine Elektrolysekapazität von 0,15 GW vorgesehen, um zwischen 0,002 und 0,04 Millionen Tonnen Wasserstoff pro Jahr ab dem Jahr 2030 herzustellen.

5.2.3 Hergeleitete Wasserstoffhandelsstruktur

Nachfolgend wird die Handelsstruktur zwischen den zehn betrachteten Weltregionen beschrieben. Die Handelsszenarien unterscheiden sich hinsichtlich ihres Vernetzungsgrads. Es wurden insgesamt drei Szenarien erstellt (niedrig, mittel, hoch) jeweils mit einer zeitlichen Entwicklung für die Jahre 2030, 2040 und 2050. Die nachfolgenden Abbildungen 15 bis 17 visualisieren zu welchen Anteilen der Importbedarf einer Importregion aus den Exportregionen gedeckt wird. Eine ausführliche tabellarische Übersicht zu den jeweiligen Importanteilen der Weltregionen findet sich im Anhang F.

In dem Szenario „Niedrig“ sind jeweils nur die zentralsten Handelsverbindungen abgebildet. Für die Handelsstruktur im Jahr 2030 finden sich zwei Importregionen und vier Exportregionen. Zwischen diesen bestehen insgesamt vier Handelswege. Lateinamerika und Nordafrika liefern Wasserstoff nach Europa, während der Nahe Osten und Ozeanien Südostasien versorgen. Dabei bezieht Südostasien rund ein Drittel seines Bedarfs aus dem Nahen Osten, während etwa zwei Drittel aus Ozeanien stammen. Europa wiederum deckt 56 % seines Wasserstoffbedarfs über Importe aus Nordafrika und 44 % aus Lateinamerika.

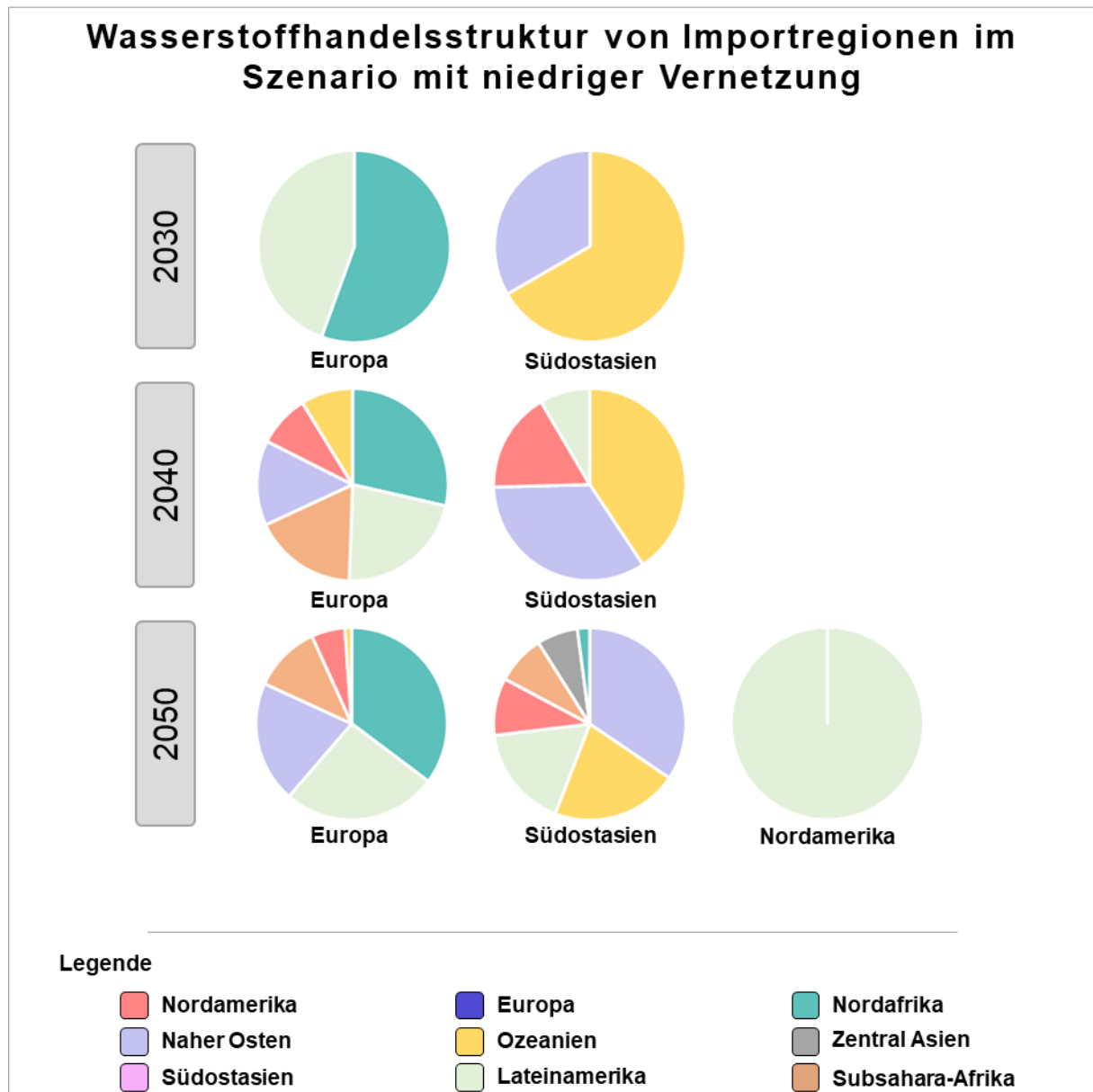


Abbildung 15: Wasserstoffhandelsstruktur von Importregionen im Szenario mit niedriger Vernetzung. Eigene Berechnung und Darstellung.

Im Jahr 2040 kommen Nordamerika und Subsahara-Afrika als weitere Exportregionen hinzu. Die Anzahl der Importregionen bleibt unverändert. Nordamerika beliefert sowohl Europa als auch Südostasien. Subsahara-Afrika exportiert ausschließlich nach Europa.

Des Weiteren ergeben sich auch bei den bereits seit 2030 exportierenden Regionen Veränderungen. So liefen der Nahe Osten und Ozeanien nun zusätzlich Wasserstoff nach Europa. Auch Lateinamerika erweitert seine Exportbeziehungen und beliefert nun neben Europa auch Südostasien. Insgesamt gibt es zu diesem Zeitpunkt zehn Handelsverbindungen zwischen den

Teilnehmern. Europa bezieht zu diesem Zeitpunkt Wasserstoff aus sechs Weltregionen. Hauptlieferanten sind dabei Nordafrika mit 29 % und Lateinamerika mit 22 %. Nach Südostasien führen vier Handelsverbindungen. Hauptlieferanten für Südostasien sind Ozeanien mit 41 % gefolgt vom Nahen Osten mit 34 %.

Im Jahr 2050 kommt Zentralasien als weitere Exportregion hinzu und beliefert dabei in geringem Umfang Südostasien. Insgesamt bestehen zu diesem Zeitpunkt 14 Handelsverbindungen, zwischen neun beteiligten Weltregionen. Eine Besonderheit zeigt sich bei Nordamerika, denn diese Region tritt nun nicht mehr ausschließlich als Exporteur auf, sondern importiert zusätzlich Wasserstoff. Der Importbedarf Nordamerikas wird dabei vollständig von Lateinamerika gedeckt.

Nach Europa führen weiterhin sechs Handelsverbindungen. Der größte Anteil des Importbedarfs wird durch Nordafrika mit 35 % gedeckt, gefolgt von Lateinamerika mit 26 % und dem Nahen Osten mit 20 %. Weitere Lieferungen kommen in kleinerem Umfang aus Subsahara-Afrika, Nordamerika und Ozeanien. Für Südostasien steigt die Anzahl der Handelsverbindungen auf sieben. Die größten Anteile des Importbedarfs stammen aus dem Nahen Osten mit 34 % und aus Ozeanien mit 21 %.

In diesem Szenario ist insbesondere eine zunehmende Bedeutung Lateinamerikas und des Nahen Ostens für den internationalen Wasserstoffhandel erkennbar. Beide Regionen weiten ihre Exportaktivitäten im Verlauf der betrachteten Jahre deutlich aus und beliefern bis 2050 mehrere Importregionen. Lateinamerika, das im Jahr 2030 ausschließlich Europa mit Wasserstoff versorgte, beliefert ab 2040 zusätzlich auch Südostasien und wird im Jahr 2050 zum alleinigen Lieferanten für den Importbedarf Nordamerikas. Damit ist Lateinamerika im Jahr 2050 an drei Handelsverbindungen beteiligt und deckt dabei teilweise signifikante Importanteile.

Im mittleren Szenario (siehe nachfolgende Abbildung 16) erhöht sich die Anzahl der Handelsverbindungen gegenüber dem vorherigen Szenario deutlich. Bereits im Jahr 2030 bestehen neun Handelsverbindungen zwischen insgesamt acht beteiligten Regionen. Importeure sind weiterhin ausschließlich Südostasien und Europa. Südostasien deckt seinen Importbedarf zu 50 % durch Lieferungen aus Ozeanien und zu 40 % aus dem Nahen Osten. Die verbleibenden 10 % stammen aus Nordamerika. Europa erhält zu dem Zeitpunkt Importe aus sechs unterschiedlichen Exportregionen. Die größten Anteile stammen aus Nordafrika mit 27 % und Lateinamerika mit 26 %.

Im Jahr 2040 steigt die Anzahl der Handelsverbindungen auf insgesamt zwölf an. Zentralasien tritt als neue Exportregion auf und beliefert Europa zu einem kleinen Anteil mit Wasserstoff. Die beiden wichtigsten Exportregionen zu diesem Zeitpunkt sind Ozeanien und der Nahe Osten. Ozeanien deckt 37 % des Importbedarfs von Südostasien und 10 % von Europa. Der Nahe Osten deckt 32 % des Bedarfs von Südostasien und 15 % des europäischen Bedarfes. Weitere bedeutende Exporteure sind Lateinamerika und Subsahara-Afrika, die jeweils sowohl Europa als auch Südostasien beliefern. Für Europa ist zudem Nordafrika ein zentraler Handelspartner, da diese Region 26 % des europäischen Importbedarfes deckt.

Im Jahr 2050 entwickelt sich in den Regionen Zentralasien, Naher Osten, Nordamerika und Subsahara-Afrika eine Importnachfrage. Besonders auffällig ist hierbei der Nahe Osten, der bislang ausschließlich in Rolle einer Exportregion aufgetreten ist. Der Importbedarf Zentralasiens wird vollständig durch den Nahen Osten gedeckt. Die Nachfrage des Nahen Ostens wiederum wird von Nordafrika bedient.

Insgesamt bestehen im Jahr 2050 nun 20 Handelsverbindungen zwischen den Weltregionen. Besonders stark vernetzt sind Nordafrika und Lateinamerika, die jeweils vier Handelsbeziehungen aufweisen. Nach Europa führen insgesamt acht Handelsverbindungen. Neu in diesem Szenario ist, dass Südostasien zu einem geringen Umfang auch Wasserstoff nach Europa exportiert und somit zusätzlich als Exportregion auftritt. Europa bleibt hingegen ausschließlich Importeur ohne eigene Exporte.

Über die Zeitpunkte hinweg betrachtet kristallisieren sich im mittleren Szenario Lateinamerika, der Nahe Osten und Nordafrika als die wichtigsten Exportregionen heraus.

Lateinamerika übernimmt von Beginn an eine zentrale Rolle bei der Versorgung Europas. Im Verlauf werden die Handelsverbindungen kontinuierlich ausgeweitet. Im Jahr 2050 ist Lateinamerika mit insgesamt vier Handelsverbindungen eine der am stärksten vernetzten Regionen. Neben Europa und Südostasien beliefert Lateinamerika dann auch Nordamerika und Subsahara-Afrika. Auch der Nahe Osten gehört durchgängig zu den größten Exporteuren, insbesondere in Richtung Südostasien.

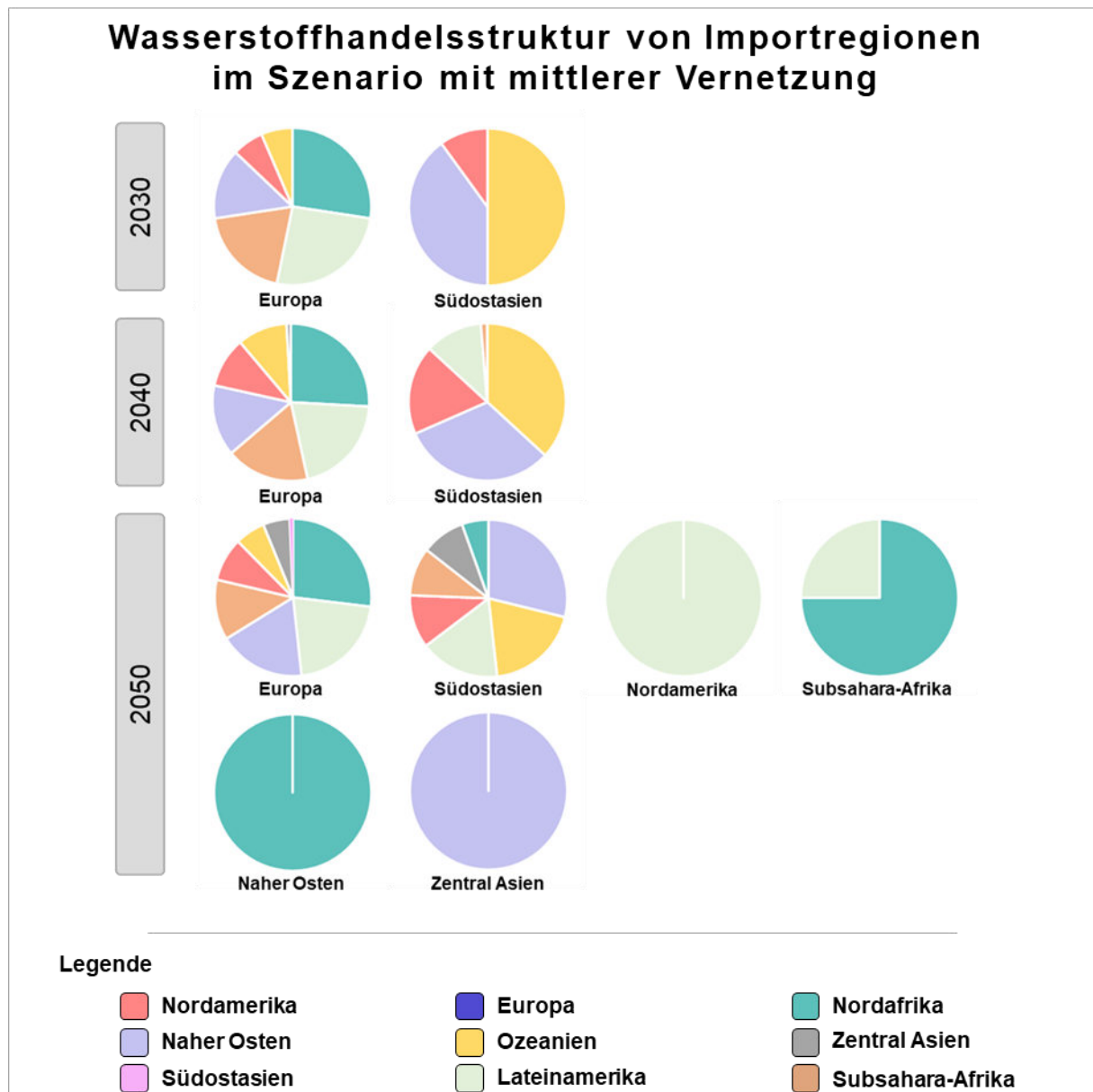


Abbildung 16: Wasserstoffhandelsstruktur von Importregionen im Szenario mit mittlerer Vernetzung. Eigene Berechnung und Darstellung.

Über alle betrachteten Zeitpunkte hinweg ist Nordafrika der wichtigste Lieferant für Europa. Im Jahr 2050 baut die Region ihre Exportbeziehungen aus und beliefert neben Europa auch Subsahara-Afrika und erstmals Südostasien im geringen Umfang.

Im Handelsszenario „Hoch“ (siehe nachfolgende Abbildung 17) wird eine möglichst weitreichende globale Vernetzung der Weltregionen unterstellt. Bereits im Jahr 2030 bestehen 16 Handelsverbindungen. Dabei fungieren bereits alle Regionen bis auf Europa als Exportregionen. Europa bleibt weiterhin ausschließlich Importeur von Wasserstoff.

Ein besonders hoher Exportanteil entfällt zu diesem Zeitpunkt auf Ozeanien, das sich als bedeutende globale Exportregion zeigt. Es deckt 11 % des europäischen Wasserstoffimports, 26 % von Südostasien und den vollständigen Importbedarf von Subsahara-Afrika.

Während Zentralasien in den vorherigen Szenarien meist erst zu späteren Zeitpunkten auftrat ist es nun erstmals auch ab dem Jahr 2030 am Handel beteiligt. Ebenfalls neu in diesem Jahr ist die Beteiligung der ECOWAS-Region, die einen kleinen Anteil des europäischen Bedarfes deckt.

Für Europa ist erneut Nordafrika mit 21 % ein zentraler Handelspartner. Weitere wichtige Lieferregionen für Europa sind Lateinamerika mit 20 % und Subsahara-Afrika mit 17 %. Der Importbedarf Südasiens wird hauptsächlich durch Ozeanien (36 %) und durch den Nahen Osten (31 %) gedeckt.

Im Jahr 2040 liegt die Zahl der Handelsverbindungen bei 22. Die Handelsstruktur wird dabei zunehmend komplexer. Europa bleibt weiterhin ausschließlich Importeur, wobei Nordafrika mit 23 % weiterhin den größten Anteil des europäischen Importbedarfes deckt. Die übrige Importstruktur Europas verteilt sich auf neun Exportregionen. Für Südostasien bleiben Ozeanien mit 33 % und der Nahe Osten mit 29 % als die beiden zentralen Wasserstofflieferanten.

Die ECOWAS-Region baut ihre Rolle als Exporteur deutlich aus und deckt nun 25 % des nord-amerikanischen Wasserstoffbedarfs, ein signifikanter Anstieg gegenüber dem Jahr 2030. Gleichzeitig verändert sich die gesamte Versorgungsstruktur Nordamerikas. Während in den vorherigen Szenarien ausschließlich Lateinamerika den Importbedarf deckte, verteilt sich dieser nun zu je einem Viertel auf die Regionen ECOWAS, Lateinamerika, Nordafrika und Ozeanien.

Im Jahr 2050, dem letzten Betrachtungszeitpunkt, bestehen insgesamt 32 Handelsverbindungen. Erstmals tritt hier auch Europa als Exporteur von Wasserstoff auf und liefert in den Nahen Osten, nach Nordamerika und nach Südostasien. Damit sind nun alle Weltregionen aktiv am Export beteiligt. Die einzigen Regionen, die keine Importe tätigen, sind die ECOWAS-Staaten und Ozeanien.

Der Importbedarf Europas wird durch insgesamt neun Verbindungen gedeckt. Die wichtigsten Lieferregionen sind dabei Nordafrika mit 24 %, Lateinamerika mit 20 % und der Nahe Osten mit 17 %. Für Südostasien bestehen acht Importverbindungen, wobei der Importbedarf zu 27 % aus dem Nahen Osten, zu 19 % aus Ozeanien und zu 16 % aus Lateinamerika gedeckt wird.

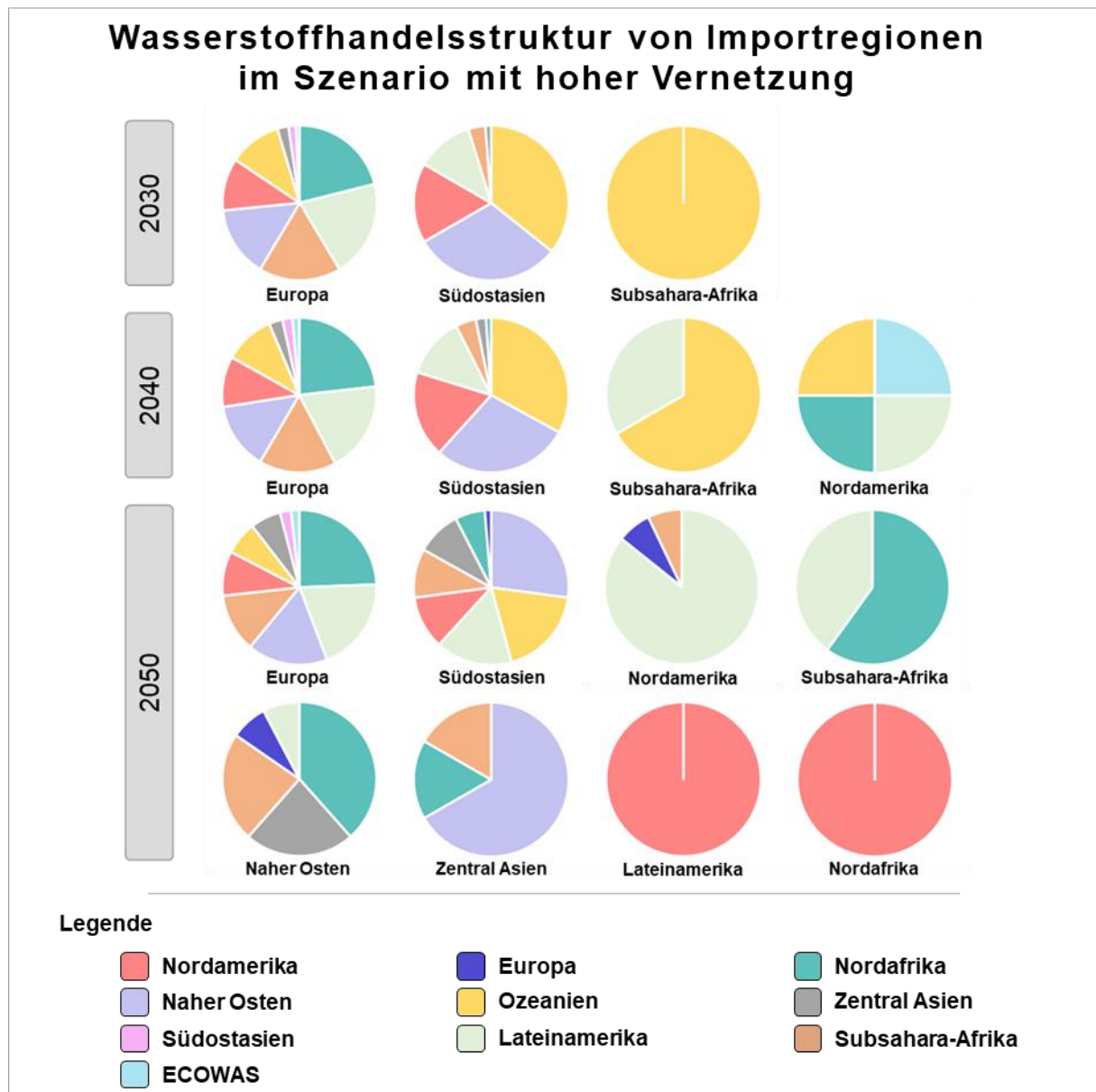


Abbildung 17: Wasserstoffhandelsstruktur von Importregionen im Szenario mit hoher Vernetzung. Eigene Berechnung und Darstellung.

Erstmals hat auch Lateinamerika einen Importbedarf. Dieser wird dabei vollständig von Nordamerika gedeckt. Gleichzeitig deckt Lateinamerika 86 % des nordamerikanischen Importbedarfs. Die übrigen 14 % werden zu gleichen Anteilen aus Subsahara-Afrika und Europa importiert.

Mehrere Regionen weisen im Jahr 2050 einen besonders hohen Grad der Vernetzung auf. Lateinamerika, Nordafrika und Subsahara-Afrika verfügen jeweils über fünf Exportverbindungen. Dabei werden von allen drei Regionen jeweils Europa und Südostasien, als die beiden

wichtigste Importregionen, beliefert. Nordamerika hat vier Exportverbindungen und beliefert neben Lateinamerika auch Europa und Südostasien zu jeweils etwa zehn Prozent, zusätzlich deckt Nordamerika den gesamten Bedarf Nordafrikas.

Insgesamt kristallisieren sich Lateinamerika, der Nahe Osten, Ozeanien und Nordafrika als die wichtigsten globalen Lieferregionen für Wasserstoff heraus. Diese Regionen übernehmen in nahezu allen betrachteten Szenarien und über die verschiedenen Zeitpunkte hinweg zentrale Rollen in der Deckung des weltweiten Wasserstoffbedarfs. Lateinamerika beliefert insbesondere Nordamerika, aber auch Europa und Südostasien, und entwickelt sich zunehmend zu einer Schlüsselregion im internationalen Handel. Der Nahe Osten ist über alle Zeitpunkte hinweg ein bedeutender Exporteur und deckt vor allem den Bedarf Südasiens, teilweise auch Europas und später Zentralasiens. Ozeanien spielt früh eine wichtige Rolle bei der Versorgung von Südostasien und bleibt über die Zeit ein starker Exporteur. Nordafrika wiederum wird insbesondere für Europa zu einem zentralen Handelspartner mit konstant hohem Lieferanteil.

5.2.4 Modellerte Wasserstoffhandelsvolumenströme

Die nachfolgende Abbildung 18 stellt die im Modell errechnete Wasserstoffhandelsvolumen zwischen den Weltregionen für die Szenarien 1 bis 5 dar. Die Handelsströme verlaufen jeweils von der Produktionsregion (links) hin zur Importregion (rechts). Eine tabellarische Übersicht findet sich im Anhang G.

Im Jahr 2030 lassen sich über alle Szenarien hinweg lediglich zwei Importregionen (Europa und Südostasien) identifizieren. Die Szenarien unterscheiden sich dabei hinsichtlich der Anzahl an Exportregionen, der Anzahl an Handelsverbindungen sowie der Höhe der Wasserstoffvolumenströme.

Gerade die Szenarien 1 und 2 zeigen für diesen Zeitpunkt eine sehr übersichtliche Struktur. In Szenario 1 importiert Europa nach Modellberechnung insgesamt 12.976 kt Wasserstoff. Diese Menge stammt zu etwa gleichen Anteilen aus Nordafrika und Lateinamerika. Südostasien bezieht insgesamt 6.070 kt Wasserstoff, wovon 4.162 kt aus Ozeanien und 1.908 kt aus dem Nahen Osten stammen.

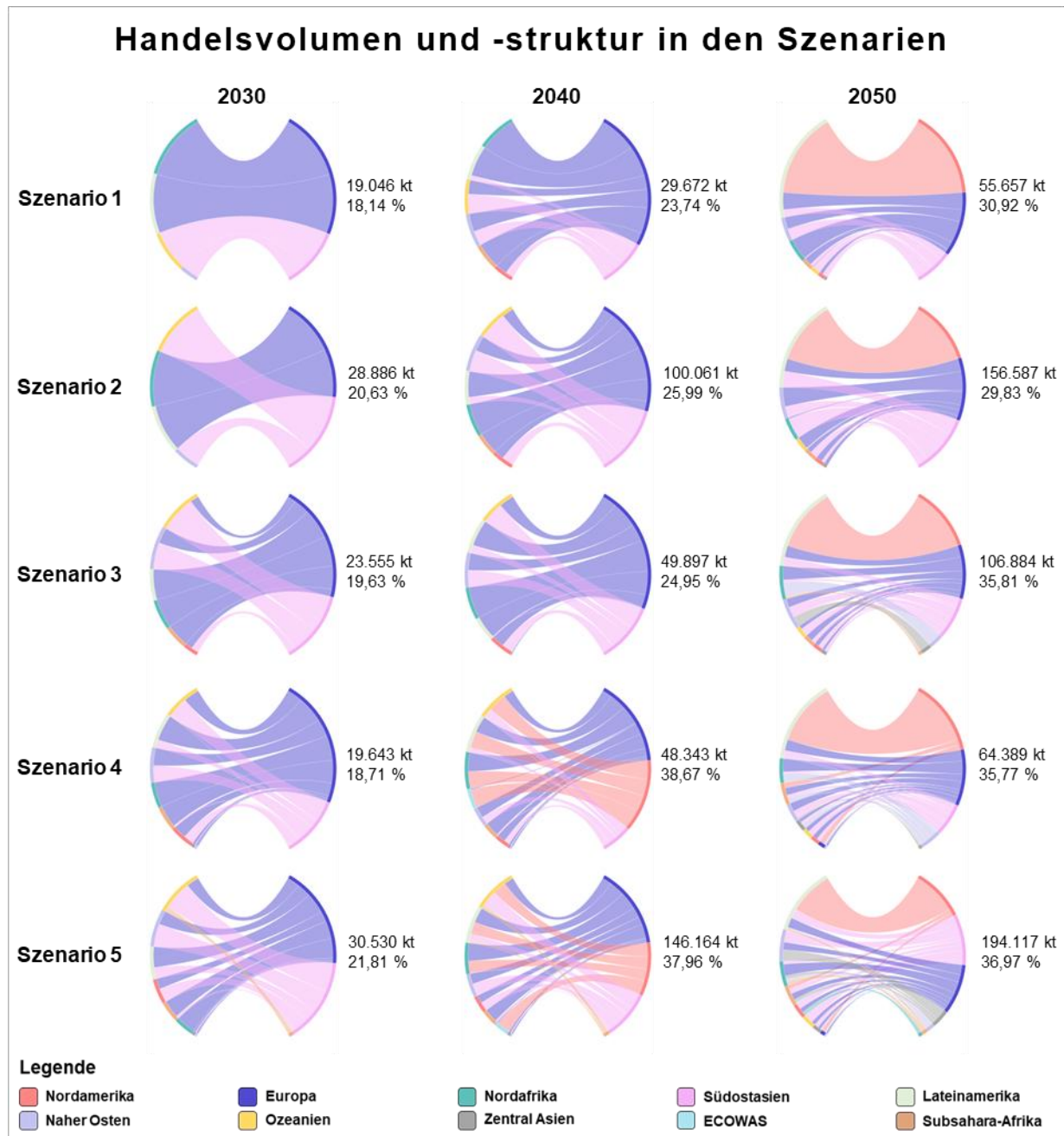


Abbildung 18: Handelsvolumen und Handelsstruktur zwischen den Weltregionen in den betrachteten Szenarien. Die Berechnung erfolgte mit dem Modell aus CLEANLIEST. Eigene Darstellung.

Szenario 2 basiert auf derselben Handelsstruktur wie Szenario 1, modelliert jedoch eine deutlich höhere weltweite Nachfrage. Insgesamt werden 28.886 kt Wasserstoff gehandelt, was einem Handelsanteil von 20,63 % der globalen Nachfrage entspricht. Die Handelsverbindungen zwischen den beiden Importregionen und den vier Exportregionen bleiben unverändert, lediglich die gehandelten Mengen steigen. Europa importiert in diesem Szenario insgesamt 15.984 kt Wasserstoff. Davon stammen 8.517 kt aus Nordafrika und 7.431 kt aus Lateinamerika.

Südostasien bezieht 12.938 kt Wasserstoff, davon 8.871 kt aus Ozeanien und 4.067 kt aus dem Nahen Osten.

In Szenario 3, das von einem mittleren Wasserstoffbedarf und einer mittleren Vernetzung ausgeht, bestehen im Jahr 2030 insgesamt sechs Handelsverbindungen nach Europa. Über diese werden 14.559 kt Wasserstoff importiert. Nach Südostasien führen drei Handelsverbindungen, über die insgesamt 8.996 kt Wasserstoff in die Region gelangen.

Die Szenarien 4 und 5 gehen von einer hohen Vernetzung zwischen den Weltregionen aus. Szenario 4 entspricht dabei in der Nachfragemenge dem Szenario 1. Insgesamt werden 13.336 kt Wasserstoff über neun Handelsverbindungen nach Europa transportiert. Die wichtigsten Lieferregionen sind Lateinamerika mit 2.763 kt, gefolgt von Nordafrika mit 2.631 kt und Subsahara-Afrika mit 2.381 kt. Nach Südostasien werden 6.240 kt Wasserstoff über insgesamt sechs Handelsverbindungen importiert. Der mengenmäßig größte Lieferant ist dabei Ozeanien mit 2.230 kt. Darüber hinaus entsteht in diesem Szenario ein Importbedarf in Subsahara-Afrika in Höhe von 67 kt, der vollständig durch Ozeanien gedeckt wird.

Szenario 5 geht neben einem hohen Grad der Vernetzung auch von einer hohen globalen Nachfrage aus. Im zugehörigen Diagramm ist zu erkennen, dass das Verhältnis der Importbedarfe zwischen den Regionen im Vergleich zu Szenario 2 in etwa gleichbleibt. Wie bereits in Szenario 4 entsteht auch hier ein Importbedarf in Subsahara-Afrika in Höhe von 840 kt Wasserstoff, der vollständig durch Ozeanien gedeckt wird. Europa importiert über neun Handelsverbindungen insgesamt 16.390 kt Wasserstoff. Südostasien bezieht über sechs Handelsverbindungen insgesamt 13.300 kt Wasserstoff.

Insgesamt werden in diesem Szenario weltweit 30.530 kt Wasserstoff gehandelt. Gegenüber Szenario 4 entspricht dies lediglich einem Anstieg von rund einem Prozentpunkt. Dies könnte darauf hindeuten, dass der Markt entweder bereits strukturell stabil und gesättigt ist oder dass er durch die möglichen Beziehungsstrukturen begrenzt wird. Letzteres erscheint aufgrund der gewählten Auflösung des Modells als wahrscheinlicher. Hinzu kommt, dass sich der betrachtete Zeitpunkt noch in einer frühen Entwicklungsphase eines globalen Wasserstoffmarktes befindet.

Deutlich interessanter ist daher der Blick auf das Jahr 2050. Über alle Szenarien hinweg betrachtet tritt dabei neben Europa und Südostasien nun auch Nordamerika als Importregion auf.

In Szenario 1 werden weltweit insgesamt 55.657 kt Wasserstoff gehandelt. Dies entspricht einem Handelsanteil von 30,92 % im Verhältnis zur globalen Nachfragemenge. Nach Europa

führen sechs Handelsverbindungen, über die insgesamt 18.863 kt Wasserstoff importiert werden. Wichtigste Handelspartner bleiben dabei Nordafrika mit 6.543 kt, gefolgt von Lateinamerika mit 5.095 kt und der Nahen Osten mit 3.586 kt. Nach Südostasien bestehen sieben Handelsverbindungen. Über diese werden insgesamt 11.064 kt Wasserstoff importiert. Die bedeutendsten Exportregionen sind hier der Nahe Osten mit 3.456 kt, Ozeanien mit 2.376 kt sowie Lateinamerika mit 2.284 kt. Für Nordamerika besteht hingegen lediglich eine Handelsverbindung. Über diese werden insgesamt 25.730 kt Wasserstoff aus Lateinamerika importiert. Allein diese Verbindung entspricht 46,2 % der weltweit gehandelten Menge. Dies erklärt auch die in den nachfolgenden Abbildungen 19 bis 23 erkennbar hohen Wasserstoffemissionen an den Hafenstandorten der Westküste Nord- und Lateinamerikas.

In Szenario 2 steigt bei einer gleichbleibenden Handelsstruktur, aber erhöhter globaler Nachfragemenge das weltweit gehandelte Wasserstoffvolumen deutlich an. Insgesamt kommt es knapp zu einer Verdreifachung gegenüber Szenario 1. Dabei werden weltweit 156.587 kt Wasserstoff über insgesamt 14 Handelsverbindungen zwischen den Weltregionen transportiert.

Nach Nordamerika führt weiterhin nur eine Handelsverbindung aus Lateinamerika. Über diese werden nun 54.287 kt Wasserstoff gehandelt. Der Anteil dieser Verbindung an der weltweit gehandelten Menge hat im Vergleich zu Szenario 1 leicht abgenommen und liegt nun bei 34,7 %. Zudem hat sich das Verhältnis der Importanteile zwischen Europa und Südostasien verschoben. Europa importiert nun 50.714 kt Wasserstoff über sechs Handelsverbindungen. Damit liegt die importierte Menge nun leicht unterhalb von Südostasien, das über sieben Handelsverbindungen insgesamt 51.586 kt Wasserstoff importiert.

Mit Szenario 3 kommen weitere Nachfrageregionen hinzu. Die insgesamt gehandelte Menge liegt mit 106.884 kt etwa im mittleren Bereich zwischen den Werten aus Szenario 1 und Szenario 2. Im Nahen Osten entsteht ein Importbedarf von 8.151 kt Wasserstoff, der vollständig aus Nordafrika gedeckt wird. Auch Zentralasien weist nun einen Importbedarf in Höhe von 5.874 kt auf, welcher vollständig durch den Nahen Osten beliefert wird. Darüber hinaus entsteht in Subsahara-Afrika ein Importbedarf von 1.974 kt Wasserstoff. Dabei werden etwa drei Viertel aus Nordafrika und ein Viertel aus Lateinamerika importiert.

Mit Szenario 4 wird durch den Vergleich mit Szenario 1 deutlich, dass selbst bei gleichbleibender Nachfragemenge ein Ausbau der Handelsstruktur zu einem Anstieg des insgesamt gehandelten Wasserstoffvolumens führt. Darüber hinaus zeigt sich, dass mit zunehmender

Vernetzung im Laufe der Zeit weitere Nachfrageregionen in den internationalen Handel eingebunden werden.

Nach Nordamerika führen nun drei Handelsverbindungen, über die insgesamt 25.747 kt Wasserstoff importiert werden. Der mit Abstand größte Anteil entfällt weiterhin auf Lateinamerika mit 22.054 kt. Weitere Wasserstoffimporte stammen aus Subsahara-Afrika mit 1.946 kt sowie aus Europa mit 1.746 kt.

Europa bezieht nun über insgesamt neun Handelsverbindungen 19.001 kt Wasserstoff. Die wichtigsten Exportregionen sind dabei Nordafrika mit 4.536 kt, gefolgt von Lateinamerika mit 3.853 kt und der Nahe Osten mit 2.956 kt. Südostasien importiert über acht Handelsverbindungen insgesamt 11.002 kt Wasserstoff. Die bedeutendsten Handelspartner sind dabei der Nahe Osten mit 2.717 kt, Lateinamerika mit 2.120 kt und Ozeanien mit 2.074 kt. Darüber hinaus entsteht auch ein Importbedarf von 7.263 kt im Nahen Osten, welcher über fünf Handelsverbindungen gedeckt wird. Der größte Anteil stammt aus Nordafrika mit 2.719 kt, aber auch Europa liefert Wasserstoff in kleinen Mengen (548 kt). Zudem weist auch Zentralasien einen Importbedarf von 1.048 kt auf, der über drei Handelsverbindungen gedeckt wird und in Subsahara-Afrika besteht ein Importbedarf von 228 kt, welcher über zwei Handelsverbindungen gedeckt wird.

In Szenario 5 zeigt sich die komplexeste Handelsstruktur. Insgesamt bestehen zu diesem Zeitpunkt 31 Handelsverbindungen, über die 194.117 kt Wasserstoff gehandelt werden.

Im Vergleich zu Szenario 2, das von einer geringeren Handelsstruktur, aber gleicher Nachfragemenge ausgeht, wird deutlich, dass durch die Erweiterung der Handelsstruktur zusätzliche Marktteilnehmer, sowohl auf Export- als auch auf Importseite, hinzukommen. Gleichzeitig steigt auch aber die insgesamt gehandelte Wassermenge an.

Gegenüber dem Szenario 4 zeigt sich, dass mit steigender Nachfrage weitere Importregionen hinzukommen. Die Struktur der Exportregionen bleibt dabei weitgehend konstant. Unterschiede lassen sich lediglich bei Ozeanien, Nordamerika und Zentralasien erkennen, wo es zu leichten Verschiebungen bei den Exportanteilen kommt. Bei den Importregionen kommt mit Nordafrika eine weitere hinzu. Gleichzeitig bleiben die Anteile der großen Nachfrageregionen (Nordamerika, Europa und Südostasien) nahezu unverändert. Dagegen nimmt der Anteil des Nahen Ostens als Importregion etwas ab, während kleinere Nachfrageregionen zunehmend an Bedeutung gewinnen.

Nach Europa werden insgesamt 51.085 kt Wasserstoff über neun Handelsverbindungen importiert. Die drei bedeutendsten Regionen sind dabei Nordafrika mit 12.195 kt, gefolgt von Lateinamerika mit 10.360 kt und der Nahe Osten mit 7.947 kt. Südostasien wird über acht Handelsverbindungen mit insgesamt 51.764 kt Wasserstoff beliefert. Das mit Abstand größte Volumen stammt dabei aus dem Nahen Osten mit insgesamt 12.667 kt.

Nach Nordamerika bestehen drei Handelsverbindungen. Lateinamerika bleibt mit 46.531 kt der mit Abstand wichtigste Handelspartner. In Zentralasien liegt die Importnachfrage bei 18.327 kt, die über drei Handelsverbindungen gedeckt wird. Nach Subsahara-Afrika führen zwei Handelsverbindungen, über die insgesamt 6.240 kt geliefert werden. In Nordafrika besteht ein Importbedarf von 4.107 kt, der vollständig durch Nordamerika gedeckt wird.

Europa beliefert insgesamt drei Regionen mit einer Menge von 5.013 kt Wasserstoff. Davon entfällt der Großteil auf Nordamerika mit 3.684 kt, weitere 705 kt werden nach Südostasien und 625 kt in den Nahen Osten exportiert.

5.3 Globale Wasserstoffemissionen aus Herstellung und Transport bis 2050 auf Basis der Wasserstoffnachfrage und Handelsstrukturen

Dieses Teilkapitel ist in 3 Unterkapitel gegliedert. Zuerst wird die räumliche Verteilung der Wasserstoffemissionen aus der Erzeugungsstruktur und den Wasserstoffhandel global für die einzelnen Szenarien dargestellt. Danach werden Anteile und Veränderungen der betrachteten Prozessschritte entlang der Versorgungskette genauer analysiert. Zum Schluss werden die pro Weltregion anfallenden Wasserstoffemissionen genauer dargestellt.

5.3.1 Räumliche Verteilung der Wasserstoffemissionen

In diesem Teilkapitel werden die Wasserstoffemissionen der Szenarien 1 bis 5 (siehe Abbildung 19 bis 23) räumlich aufgelöst. Die betrachteten Szenarien basieren auf der Kombination der drei Wasserstoffbedarfsszenarien sowie den drei ermittelten Handelsstrukturen. Alle nachfolgenden Rasterkarten finden sich zudem vergrößert im Anhang H. Des Weiteren finden sich dort auch weitere relevante Kennzahlen und Übersichten zu den fünf Szenarien (zur Übersicht der Szenarien siehe Abbildung 4).

In Szenario 1 (siehe Abbildung 19) stellt den Fall einer geringen Vernetzung bei einem zugleich geringen Wasserstoffbedarf dar. Dabei bestehen im Jahr 2030 lediglich vier Handelsverbindungen. Diese verlaufen von Lateinamerika und Nordafrika nach Europa sowie vom Nahen Osten und Ozeanien nach Südostasien. Durch den Seetransport entstehen insgesamt 995 kt Wasserstoffemissionen. Deutlich höher sind hingegen die Wasserstoffemissionen aus der Herstellung, die sich auf insgesamt 2.525 kt belaufen. Wasserstoffemissionen aus der Erzeugung treten insbesondere an den West- und Ostküsten Australiens, im Nordosten Chinas, in den Regionen um Malaysia und Indonesien sowie entlang der Küstenlinien Indiens auf. Auch in der Umgebung des Panamakanals sowie in Südkorea und Japan entstehen Wasserstoffemissionen durch die Erzeugung. In Lateinamerika konzentriert sich die Erzeugungsstruktur entlang der Küstengebiete, während in Nordamerika ein Band von Wasserstoffemissionen entlang der südlichen Grenze der Vereinigten Staaten verläuft. Weitere Wasserstoffemissionen finden sich an der Nordwestküste der Subsahara-Region. Besonders auffällig ist Europa, wo flächendeckend Wasserstoffemissionen aus der Erzeugung auftreten.

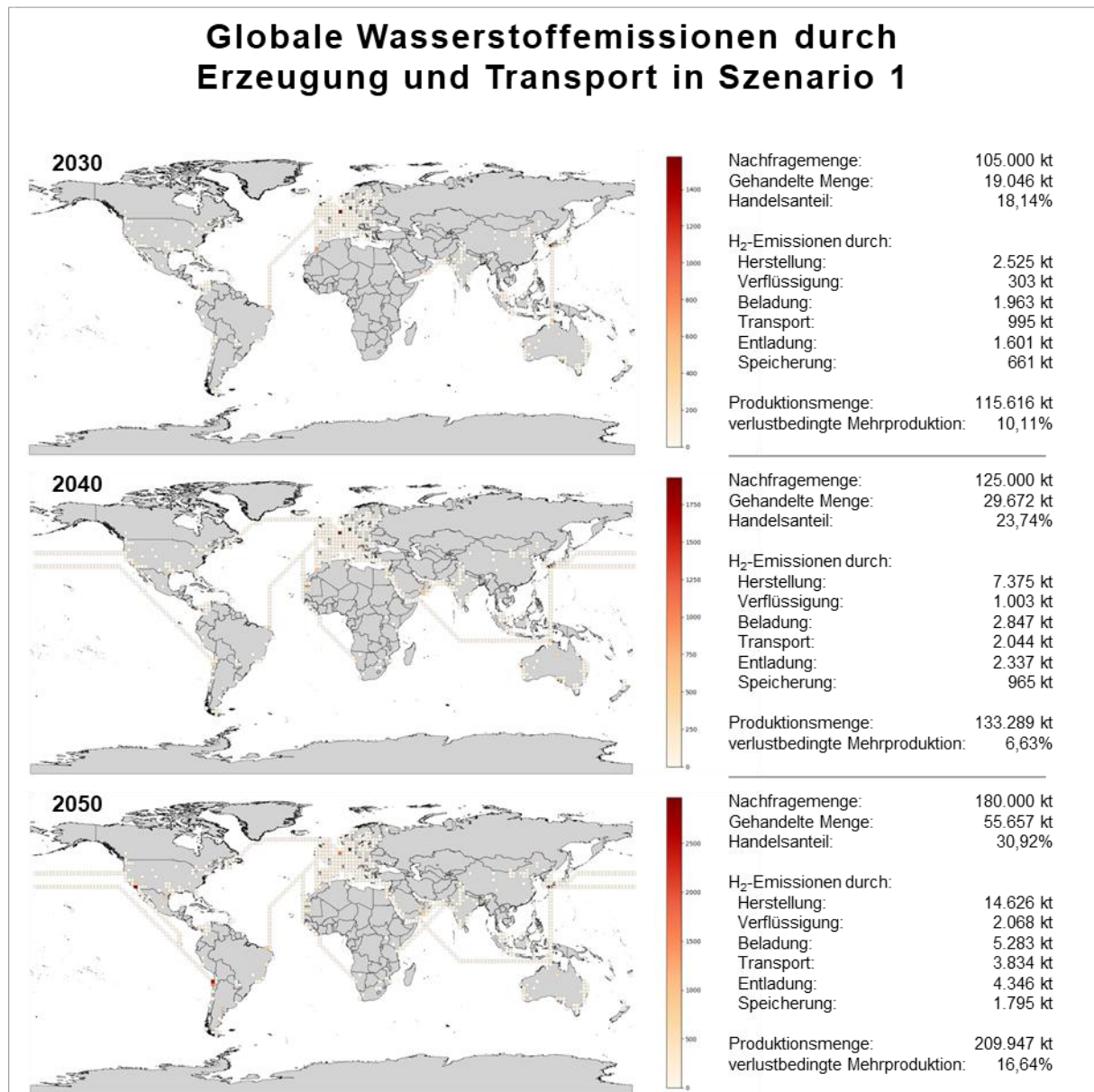


Abbildung 19: Globale Wasserstoffemissionen durch Erzeugung und Transport in Szenario 1 (niedriger Bedarf – niedrige Vernetzung). Berechnung mit dem CLEANLIEST-Modell, eigene Darstellung.

Bis 2050 wächst die Anzahl der Handelsverbindungen zwischen den Weltregionen auf 14 an. Diese Mehrzahl an internationalen Verbindungen prägen die räumliche Verteilung der Wasserstoffemissionen. Im Gegensatz zum Jahr 2030, wo die Verbindungen anhand weniger Hauptachsen verliefen sind nun deutlich komplexere Ströme zu erkennen. Schifffahrtswege wie der Suezkanal werden von Ozeanien und dem Nahen Osten genutzt um Europa zu versorgen. Zudem verlaufen zwei Handelswege über den Pazifik, ausgehend von Lateinamerika und Nordamerika, um Wasserstoff nach Südostasien zu transportieren. Dazu kommen weitere Verbindungen nach Europa, darunter aus Nordamerika und Subsahara-Afrika.

In Szenario 2 (siehe Abbildung 20) liegt die globale Wasserstoffnachfrage deutlich über der in Szenario 1 und spiegelt die Entwicklung entlang eines Net-Zero Pfads wider. Jedoch bleibt dabei die Handelsstruktur gleich, lediglich die Volumenströme auf den Verbindungen erhöhen sich. In den betrachteten Zeitpunkten des Szenarios bestehen daher gegenüber dem Szenario 1 keine Unterschiede hinsichtlich der räumlichen Verteilung von Wasserstoffemissionen. Diese treten an genau den gleichen Orten auf. Allerdings hat sich das Volumen der Wasserstoffemissionen aufgrund der höheren Nachfrage deutlich erhöht.

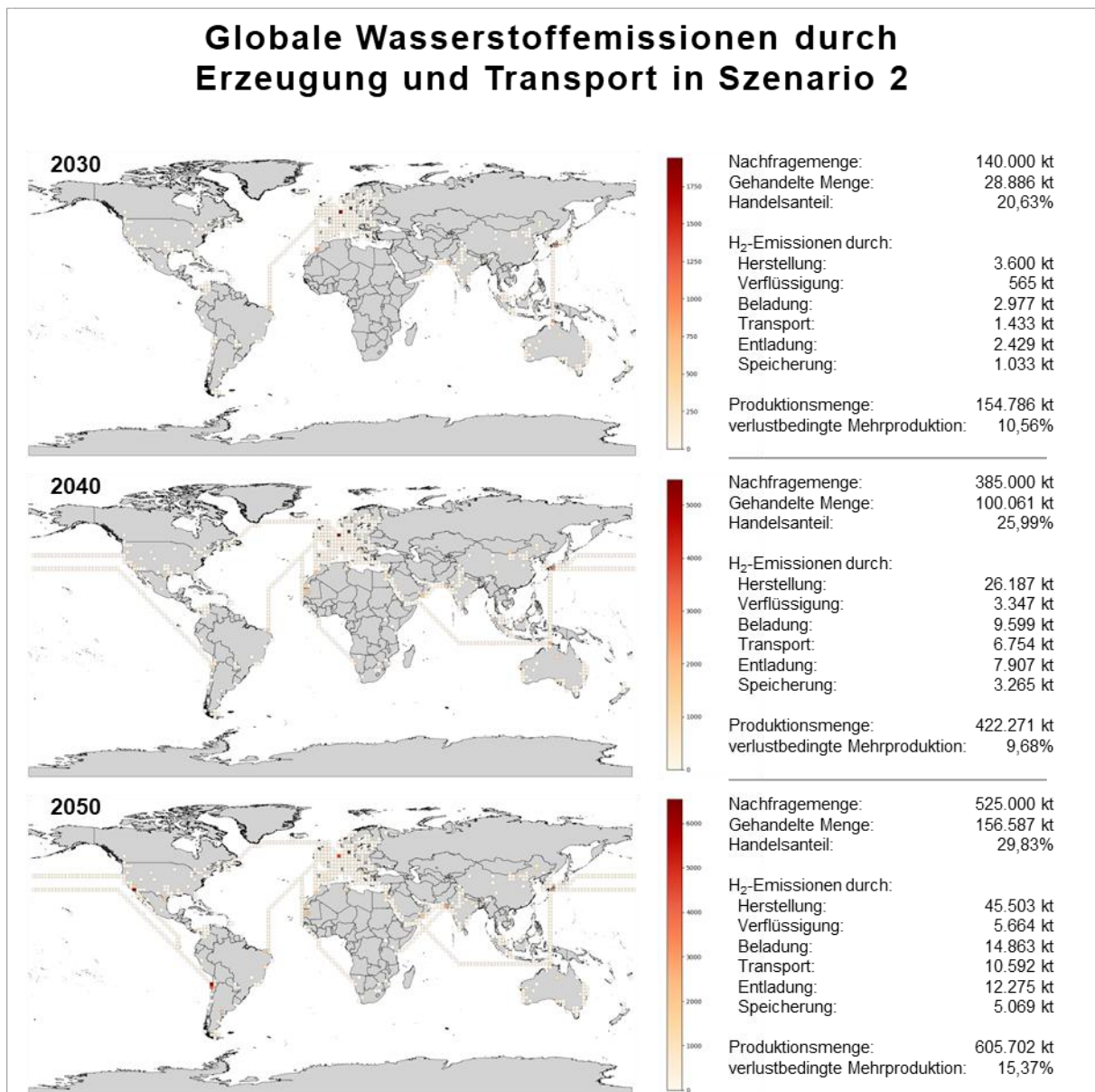


Abbildung 20: Globale Wasserstoffemissionen durch Erzeugung und Transport in Szenario 2 (hoher Bedarf – niedrige Vernetzung). Berechnung mit dem CLEANLIEST-Modell, eigene Darstellung.

Wurden in Szenario 1 im Jahr 2050 noch 180.000 kt Wasserstoff nachgefragt, liegt der globale Bedarf in Szenario 2 nun bei 525.000 kt Wasserstoff. Dabei fallen in Szenario 1 in 2050 etwa 30.000 kt an Wasserstoffemissionen an, während es in Szenario 2 etwa 80.000 kt sind. Dementsprechend finden sich in den einzelnen Rasterzellen deutlich höhere Emissionswerte. Dabei fallen besonders die Hafenstandorte an der Westküste von Lateinamerika und Nordamerika auf. Hier fallen in den betrachteten Rasterzellen Wasserstoffemissionen von über 6.000 kt an. Dies ist auf den hohen Wasserstoff-Volumenstrom zwischen den beiden Region zurückzuführen. In Kapitel 5.2.4 wurde dargestellt, dass zwischen den beiden Regionen etwa 54.300 kt Wasserstoff zu diesem Zeitpunkt gehandelt werden.

Mit Szenario 3 (siehe Abbildung 21) steigt der Grad der globalen Vernetzung durch zusätzliche Handelsverbindungen im Vergleich zu den Szenarien 1 und 2 an. Der Wasserstoffbedarf liegt dabei aber zwischen den Szenarien 1 und 2. Im Jahr 2030 liegt der weltweite Bedarf an Wasserstoff bei 120.000 kt. Bis zum Jahr 2050 steigt der Bedarf auf 298.500 kt an.

Die Wasserstoffemissionen konzentrieren sich dabei flächendeckend über Europa. Andere Emissions-Cluster sind am Panamakanal, der Nordwestküste Subsahara-Afrikas, rundum Malaysia und Indonesien und in den Importländern Südkorea und Japan vorzufinden. Weitere vereinzelte Hotspots finden sich an den Standorten der Häfen. Gerade die Häfen an der Westküste Latein- und Nordamerikas fallen dabei wieder auf.

Auch in Europa, am Hafenstandort Amsterdam zeigen sich hohe Wasserstoffemissionen durch Entladung und Speicherung. Der andere europäische Hafenstandort, im italienischen Brindisi, welcher beispielsweise von Ozeanien oder dem Nahen Osten zum Wasserstoffimport genutzt wird weist deutlich geringere Wasserstoffemissionswerte auf.

Die Haupttransportachsen von Wasserstoff verlaufen dabei ähnlich wie in den beiden Szenarien zuvor. Für Europa sind die Hauptlieferanten dabei weiterhin Lateinamerika, Nordafrika, Ozeanien und Subsahara-Afrika. Für Südostasien sind es Lateinamerika, der Nahe Osten und Ozeanien. Des Weiteren sind vereinzelt kleinere Verbindungen wie zum Beispiel zwischen Lateinamerika und Subsahara-Afrika dazugekommen. Dabei entstehen in 2050 etwa 64.000 kt an Wasserstoffemissionen.

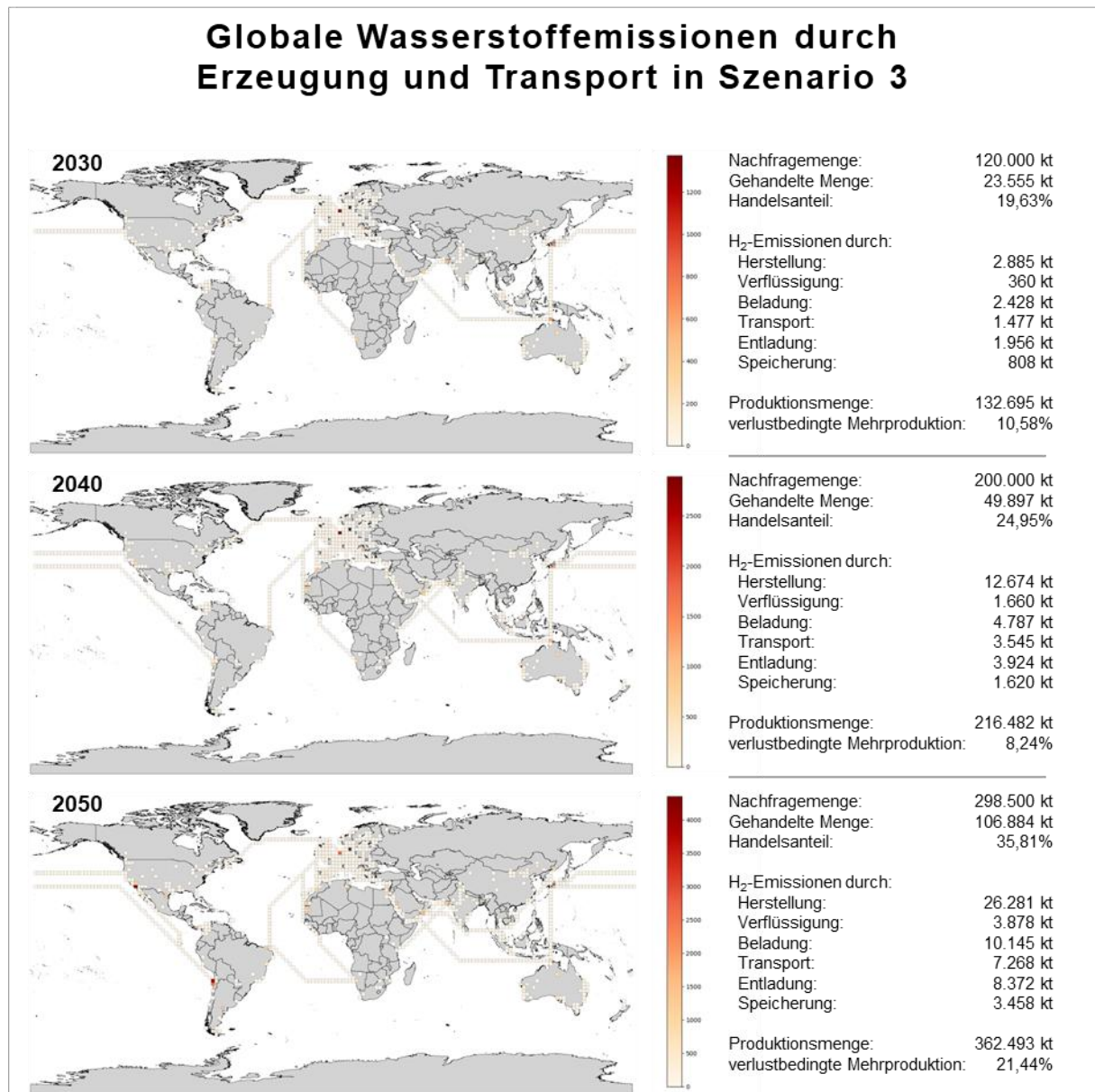


Abbildung 21: Globale Wasserstoffemissionen durch Erzeugung und Transport in Szenario 3 (mittlerer Bedarf – mittlere Vernetzung). Berechnung mit dem CLEANLIEST-Modell, eigene Darstellung.

In Szenario 4 (siehe Abbildung 22) wird ein hoher Grad an Vernetzung mit einer niedrigen Wasserstoffnachfrage gepaart. Bereits im Jahr 2030 bestehen daher 16 Handelsverbindungen, über welche 19.643 kt Wasserstoff gehandelt werden. Im Jahr 2050 liegt die globale Nachfrage bei 180.000 kt und es werden 64.389 kt gehandelt. Obwohl die Nachgefragte Menge gegenüber Szenario 1 gleich ist, kommt es aufgrund der hohen Handelsvernetzung zu einem mehr an Wasserstoffemissionen. Insgesamt fallen in 2050 etwa 38.700 kt Wasserstoffemissionen an, was etwa einem Plus von 29,4 % gegenüber Szenario 1 entspricht.

Gegenüber den vorherigen betrachteten Szenarien ist die globale Verteilung der Wasserstoffemissionen daher auch deutlich breiter gestreut und konzentriert ist nicht mehr auf wenige zentrale Transportachsen und Nachfrageregionen.

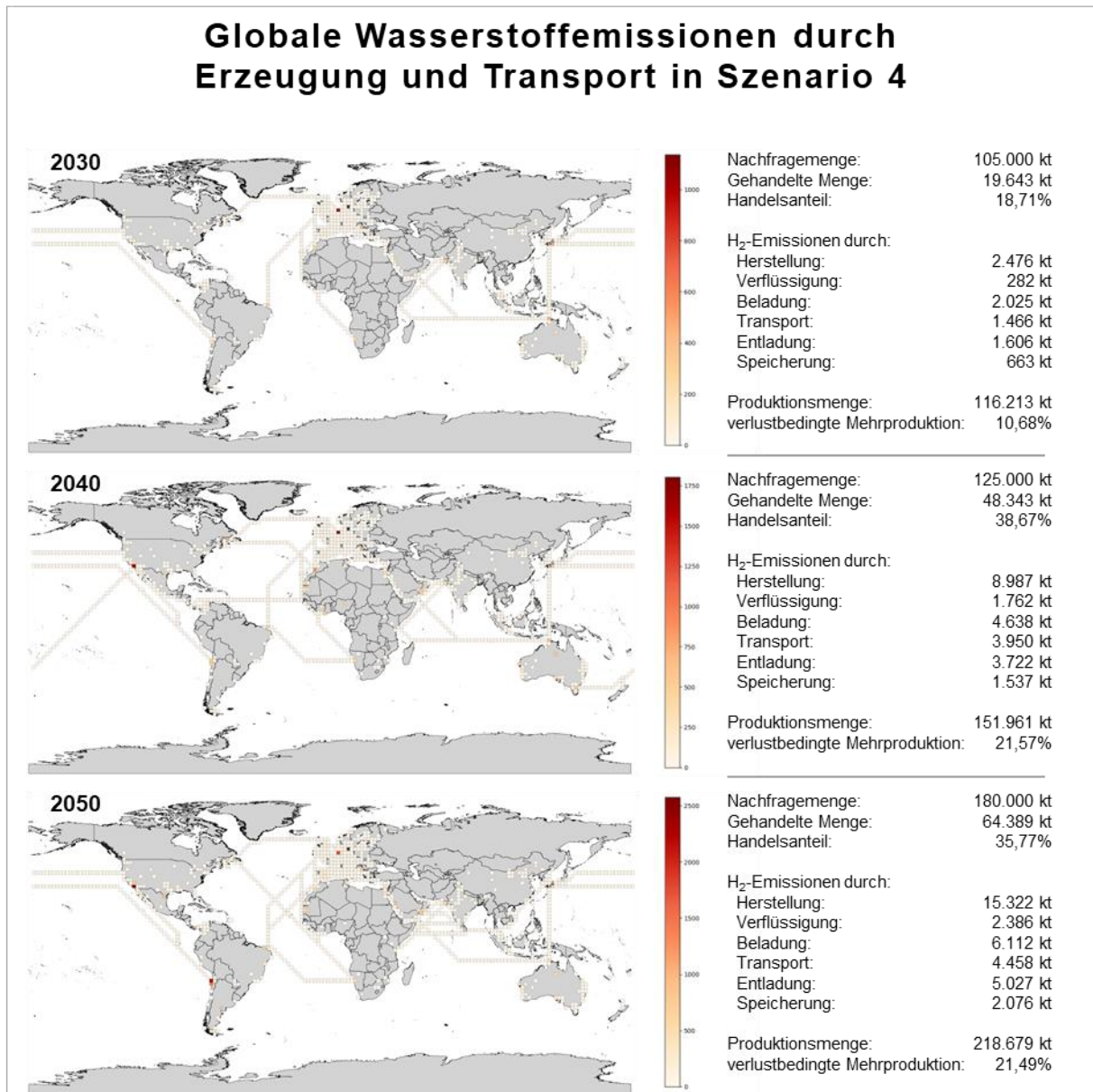


Abbildung 22: Globale Wasserstoffemissionen durch Erzeugung und Transport in Szenario 4 (niedriger Bedarf – hohe Vernetzung). Berechnung mit dem CLEANLIEST-Modell, eigene Darstellung.

Die Wasserstoffemissionen verteilen sich dabei räumlich weiterhin weitgehend flächendeckend über Europa. Darüber hinaus entsteht im Norden des Indischen Ozean, in Verbindung mit der Erzeugungsstruktur des Nahen Ostens und Indiens, ein weiteres größeres Wasserstoffemissionsgebiet. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in dieser Region nun mehrere Handelsrouten

verlaufen. Auch auf dem Atlantik sind neue Handelsverbindungen dazu gekommen. Eine die zum ersten Mal auftritt, ist die von den ECOWAS-Staaten in Richtung Nordamerika. Ansonsten verlaufen weitere neu dazu gekommene Handelsverbindungen in Richtung Nordamerika, Europa, Südostasien und Naher Osten. Besonders auffällig sind erneut die Hafenstandorte an der Westküste Nord- und Lateinamerikas. In diesem Szenario aber bereits ab 2040, nicht erst wie in den vorherigen Szenarien ab 2050.

In Szenario 5 (siehe Abbildung 23) wird eine Kombination aus hoher Nachfrage und starker globaler Vernetzung angenommen. Dabei liegt im Jahr 2030 die weltweite Wasserstoffnachfrage bei 140.000 kt. Der Handelsanteil beträgt 21,81 % und ist damit der höchste aller betrachteten Szenarien zu diesem Zeitpunkt. Neben den Wasserstoffemissionen aus der Erzeugungsstruktur finden sich in diesem Szenario gerade im Atlantik und im Indischen Ozean zahlreiche Wasserstoff emittierende Handelsverbindungen.

Bei den Hafenstandorten ist Amsterdam, aufgrund der hohen Importmenge Europas, mit hohen Wasserstoffemissionen auffällig. Mit dem Jahr 2040 kommen auch wieder die zwei Häfen an der Westküste von Latein- und Nordamerika dazu. In den Rasterzellen dieser Häfen werden in 2050 die weltweit höchsten Wasserstoffemissionswerte festgestellt. Dabei übertreffen die Wasserstoffemissionen an diesen drei Standorten jedoch nicht die an den gleichen Standorten anfallenden Wasserstoffemissionen des Szenarios 2. Zwar werden in Szenario 5 im Jahr 2050 insgesamt 118.000 kt an Wasserstoffemissionen freigesetzt, was gegenüber Szenario 2 ein Anstieg von 47,5 % ist, aber die anfallenden Wasserstoffemissionen sind aufgrund des höheren Grad an Vernetzung weltweit deutlich breiter gestreut und konzentrieren sich nicht so stark auf einzelne Verbindungen und Rasterzellen. Dennoch fallen an diesen Hafenstandorten jeweils über 5.000 kt an Wasserstoffemissionen an.

Gegenüber dem Szenario 4 ist dazu noch eine weitere Handelsverbindung auf dem Atlantik dazugekommen, welche zwischen Nordamerika und Nordafrika verläuft. Insgesamt zeigen sich dabei auch wie bereits zuvor flächendeckende Wasserstoffemissionen in Europa und im Norden des Indischen Ozeans. Hinsichtlich der räumlichen Verteilung der Wasserstoffemissionen aus der Erzeugungsstruktur lassen sich dabei zwischen den Szenarien keine Unterschiede feststellen lediglich die anfallenden Werte verändern sich entsprechend der Produktionsmenge innerhalb der Region, dazu mehr in Kapitel 5.3.3.

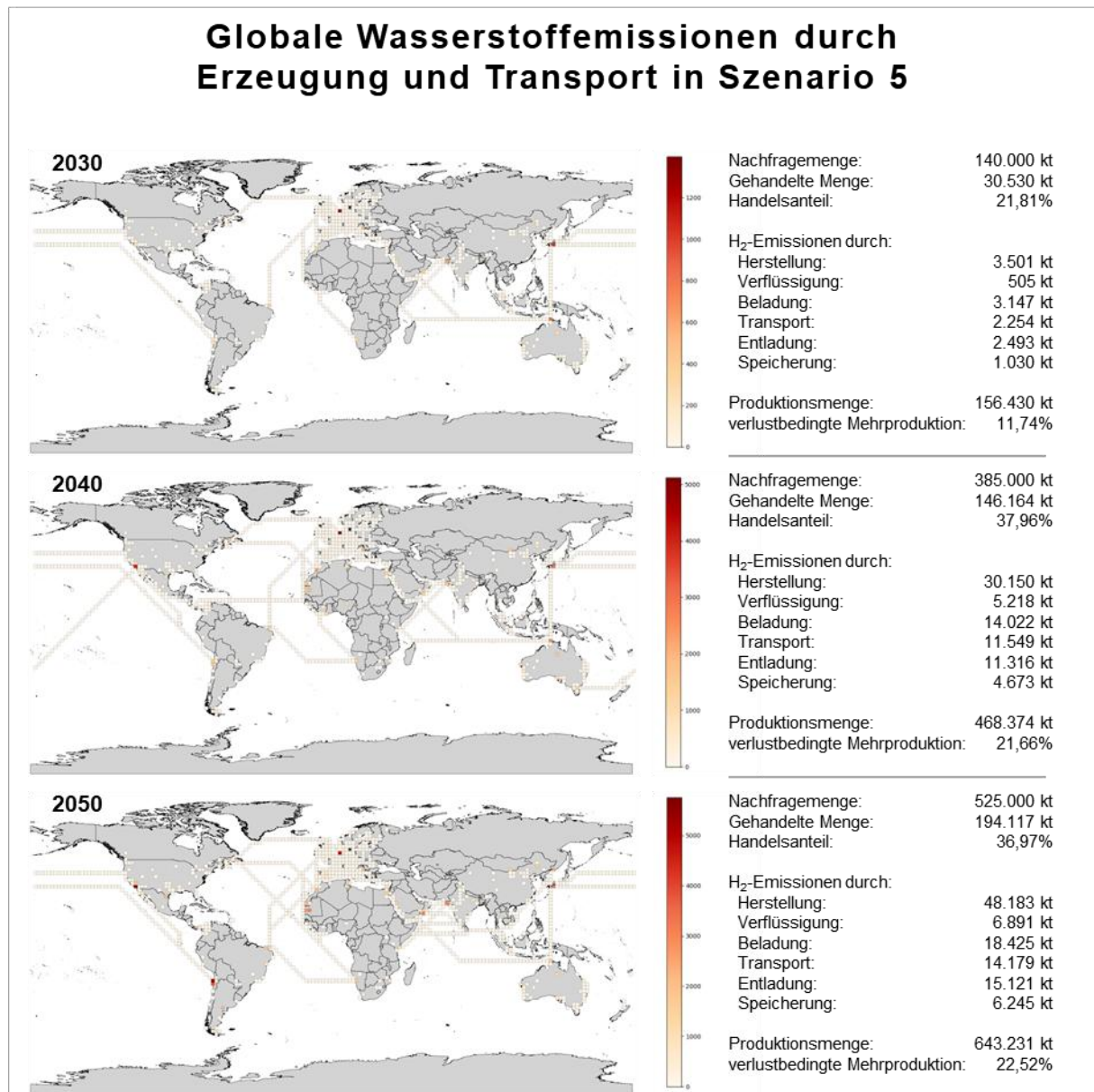


Abbildung 23: Globale Wasserstoffemissionen durch Erzeugung und Transport in Szenario 4 (hoher Bedarf – hohe Vernetzung). Berechnung mit dem CLEANLIEST-Modell, eigene Darstellung.

5.3.2 Anteil der Prozesse an den Wasserstoffemissionen und verlustbedingte Mehrproduktion

Nachfolgend werden in der Abbildung 24 die Anteile der betrachteten Prozesse an den Wasserstoffemissionen dargestellt. Ohne dabei ins Detail für jedes Szenario und Zeitpunkt zu gehen werden nachfolgend die Hauptenterkenntnisse anhand der Grafik aufgezeigt. Eine tabellarische Übersicht der gezeigten Werte findet sich in Anhang I oder entlang der Abbildungen 19 bis 23 im vorangestellten Kapitel 5.3.1.

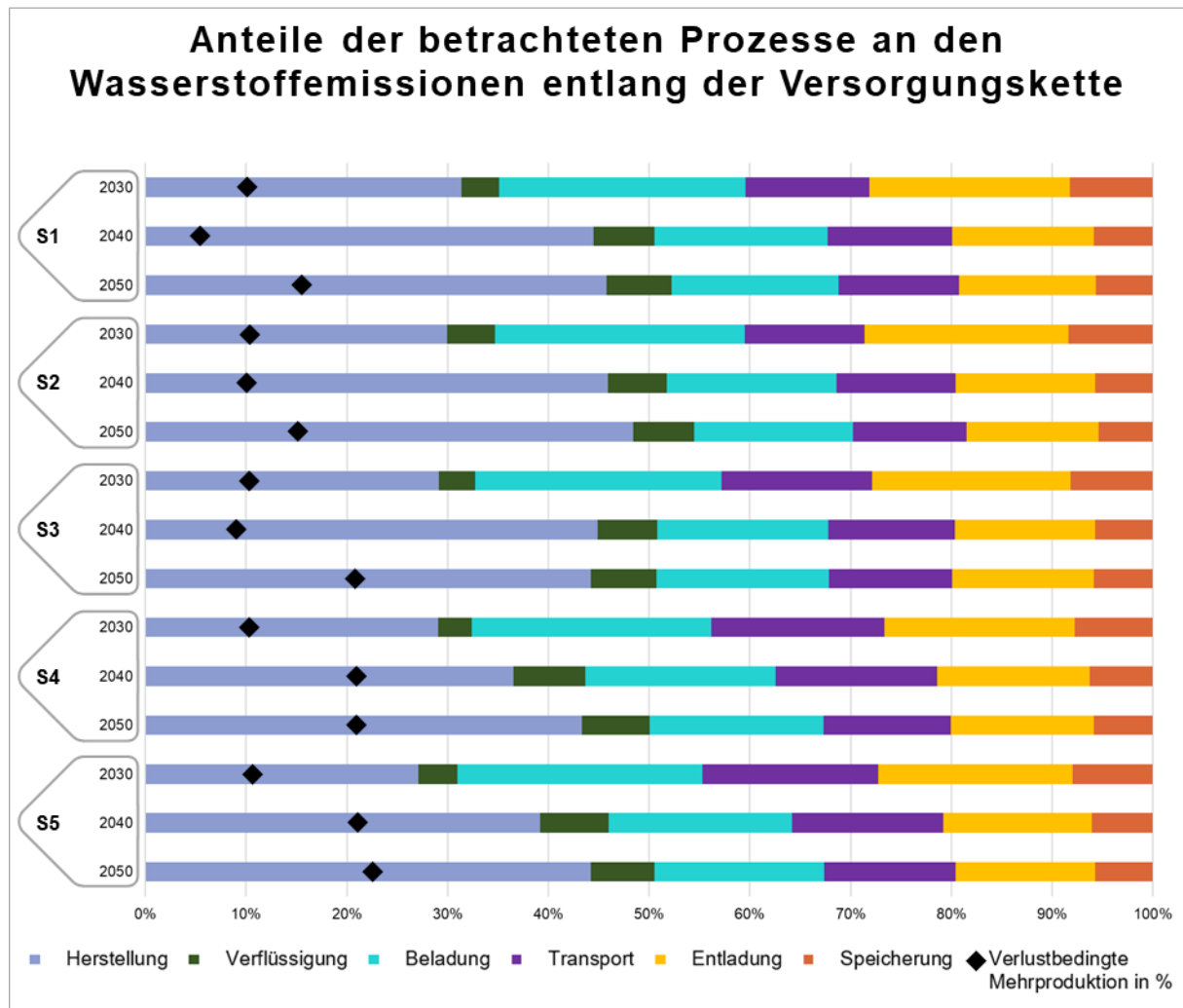


Abbildung 24: Anteile der betrachteten Prozesse an den Wasserstoffemissionen entlang der Versorgungskette für die Szenarien 1 bis 5. Berechnung mit dem CLEANLIEST-Modell, eigene Darstellung.

Innerhalb eines Szenarios und szenarienübergreifend lassen sich unterschiedliche Entwicklungen feststellen.

Werden innerhalb eines Szenarios zwei verschiedene Zeitpunkte miteinander verglichen, zeigt sich, dass die Wasserstoffemissionen überproportional zur Zunahme der gehandelten Menge ansteigen. Dieser Effekt ist auf die Modellierung zurückzuführen, siehe dazu Abbildung 5, wo dargestellt ist, dass Wasserstoffemissionen nicht nur durch die Prozessschritte des internationalen Handels, sondern auch durch die in den einzelnen Regionen zur Deckung des Eigenbedarfs erzeugten Wasserstoffmengen entstehen und in den Werten berücksichtigt werden. Somit ist der beobachtete Anstieg der Emissionen nicht ausschließlich auf den wachsenden Handelsanteil zurückzuführen, sondern auch auf die Eigenproduktion innerhalb der Regionen.

Beispielsweise liegt in Szenario 2 im Jahr 2040 die weltweite Nachfragemenge bei 385.000 kt. Weltweit werden 100.061 kt Wasserstoff gehandelt, was einem Handelsanteil von 25,99 % entspricht. Im Jahr 2050 liegt die Wasserstoffnachfrage bei 525.000 kt. Gehandelt werden davon 156.587 kt, eine Steigerung von 2040 um etwa 56 %. Auch die Wasserstoffemissionen steigen weiter an, jedoch nicht im gleichen Verhältnis. Zwischen den beiden Zeitpunkten der Jahre 2040 und 2050 steigen die Gesamtemissionen um 64,7 % an. Dabei zeigt sich aber eine ungleichmäßige Verteilung zwischen den Prozessschritten. Während bei der Herstellung ein Anstieg von 73,8 % festzustellen ist, findet bei der Beladung ein Anstieg von nur 54,8 % statt.

Szenarioübergreifend lässt sich festhalten, dass die Herstellung immer den größten Anteil des Wasserstoffemissionen ausmacht. Die Spannweite liegt dabei zwischen 27,08 % in Szenario 5 in 2030 und 48,42 % in Szenario 2 in 2050.

Wird szenarioübergreifend gleiche Zeitpunkt verglichen, dann kommt es bei gleicher Nachfragemenge und identischen Nachfragerregionen, jedoch mit einer höheren Anzahl an Handelsverbindungen, zu höheren Wasserstoffemissionen in allen Prozessen, insbesondere bei Beladung, Transport und Entladung. Der Prozess der Speicherung, welcher in den Importregionen stattfinden, bleiben davon nahezu unberührt, da es bei diesem Prozess weder eine Änderung des Standortes noch des Volumens gibt.

Beispielsweise ist der Grad der Vernetzung Szenario 4 hoch, während sich aber der Wasserstoffbedarf auf demselben Niveau wie in Szenario 1 befindet. Im Jahr 2050 beträgt die weltweite Wasserstoffnachfrage 180.000 kt. Davon werden 64.389 kt gehandelt, was einem Handelsanteil von 35,8 % entspricht. Im Vergleich zu Szenario 1 bedeutet dies eine Steigerung des Handelsvolumens von 8.732 kt, beziehungsweise 15,6 %. Dabei geht der Anteil der Herstellung an den Wasserstoffemissionen im Vergleich zu Szenario 1 zwar leicht zurück, die absoluten Emissionen stiegen aber dennoch leicht an. Deutlich größer werden hingegen die Anteile bei Beladung, Transport und Entladung. Der Anteil der Beladung liegt nun bei 17,27 % während er in Szenario 1 bei 16,53% liegt. Der Anteil des Transports liegt hier bei 12,60 % während er in Szenario 1 bei 12,0 % liegt. Und in Szenario 4 liegt der Anteil der Entladung bei 14,21 % während der Anteil in Szenario 1 bei 13,6 % liegt.

Des Weiteren zeigt sich beim szenarioübergreifenden Vergleich, dass wenn der Grad der Vernetzung gleichbleibt, aber die Nachfrage erhöht wird, gerade der Anteil der Herstellung deutlich zunimmt. Beispielsweise liegt der Anteil der Herstellung im Jahr 2050 in Szenario 1 bei

45,78 %, während der durch die erhöhte Nachfrage in Szenario 2 bei 48,42 % liegt. Die Anteile der anderen Prozesse nehmen dabei alle leicht ab. Im Hinblick auf die absoluten Emissionen findet dabei jedoch knapp eine Verdreifachung der insgesamt anfallenden Wasserstoffemissionen statt, dies ist aber auf eine knappe Verdreifachung der Nachfrage zurückzuführen. Letztendlich zeigt dies, dass die entstehenden Wasserstoffemissionen deutlich von der Nachfragemenge anhängen und die Prozesse des Transports einen zusätzlichen Einfluss auf die Höhe der anfallenden Wasserstoffemissionen haben.

Um eben diese Wasserstoffverluste auszugleichen, damit die globale Wasserstoffnachfrage vollständig gedeckt werden kann, ist eine zusätzliche Produktion über den eigentlichen Bedarf hinaus erforderlich. Diese verlustbedingte Mehrproduktion kompensiert die Wasserstoffverluste, die entlang der gesamten Versorgungskette entstehen. In Abbildung 24 ist diese Mehrproduktion prozentual ausgewiesen.

Die Spannweite der verlustbedingten Mehrproduktion liegt in den betrachteten Szenarien zwischen 6,6 % und 22,5 %. Den höchsten Wert erreicht Szenario 5 im Jahr 2050 mit 22,5 %. Auffällig ist, dass die Höhe der Mehrproduktion stark mit dem Umfang des internationalen Handels korreliert. So fällt die Mehrproduktion in Szenario 2 trotz gleicher Nachfrage deutlich geringer aus als in Szenario 5, was auf die in Szenario 5 deutlich ausgeprägtere Handelsvernetzung zurückzuführen ist. Gleiches Muster zeigt sich beim Vergleich der Szenarien 1 und 4. In Szenario 4, welches gegenüber Szenario 1 vom gleichen Wasserstoffbedarf aber einem höheren Grad an Vernetzung ausgeht, liegt die verlustbedingte Mehrproduktion ebenfalls höher.

5.3.3 Räumliche Verteilung der Wasserstoffemissionen auf Regionen-Ebene

Die nachfolgende Abbildung 25 zeigt die in den betrachteten Weltregionen anfallenden Wasserstoffemissionen über alle Szenarien und Zeitpunkte hinweg. Eine tabellarische Übersicht findet sich im Anhang J.

Dabei fällt auf, dass obwohl in den zuvor gezeigten Abbildungen 19 bis 23 in allen Szenarien und Zeitpunkten eine flächendeckende Verteilung von Wasserstoffemissionen über Europa erkennbar ist, die Gesamtsumme dieser Wasserstoffemissionen im Vergleich zu anderen Weltregionen eher gering ausfällt und sich im unteren Mittelfeld einordnet. In Szenario 1 fallen in Europa im Jahr 2030 Wasserstoffemissionen in Höhe von 323,5 kt an. Deutlich höhere Werte finden sich in Nordafrika mit 729,5 kt sowie in Ozeanien mit 1.106,7 kt. Die höchsten

Wasserstoffemissionen innerhalb einer Weltregion entfallen zu diesem Zeitpunkt auf Südostasien mit 1.258,9 kt. Der mit Abstand größte Anteil der Wasserstoffemissionen ist jedoch szenarienübergreifend auf den Weltmeeren zu verorten.

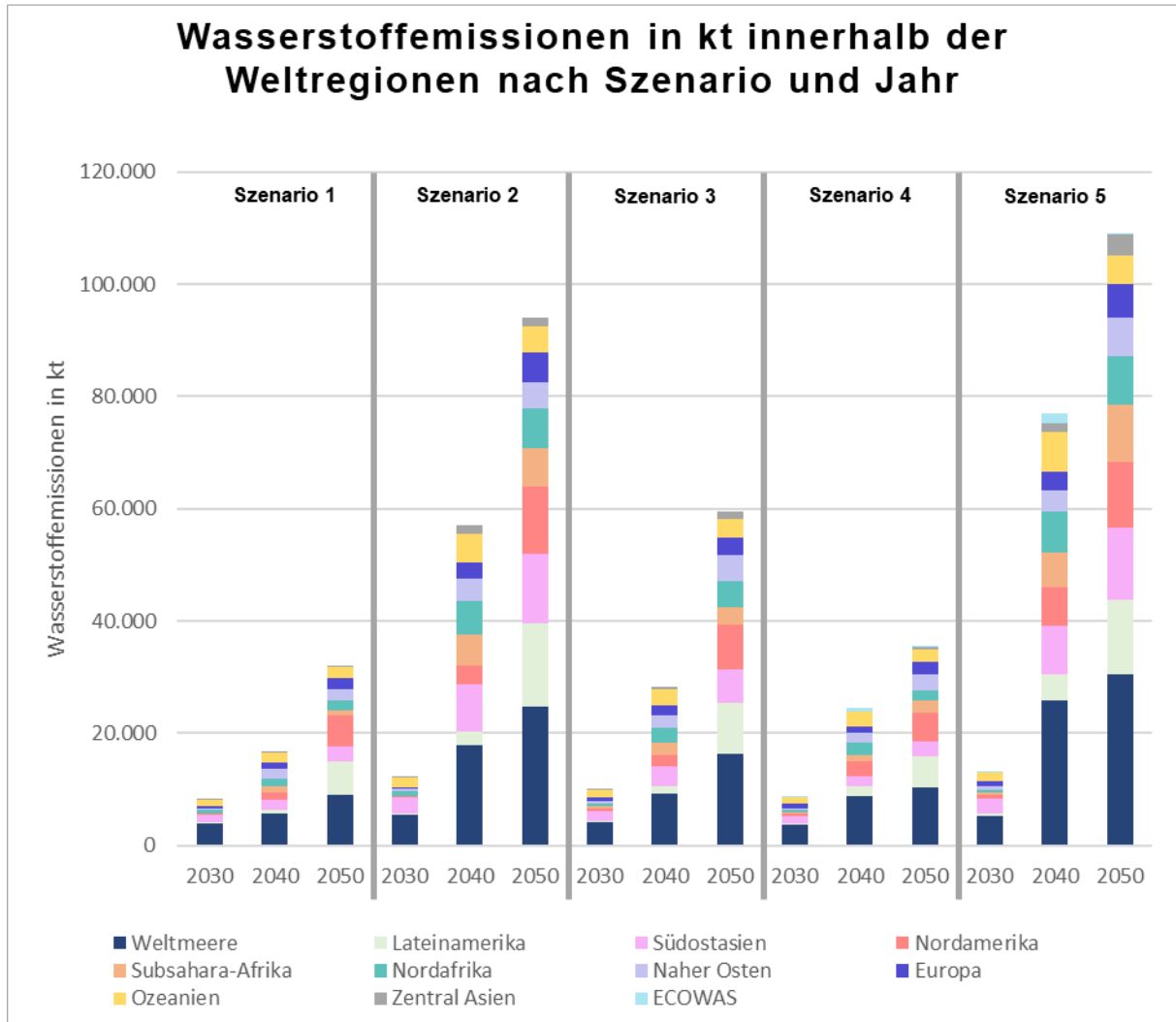


Abbildung 25: Absolute Wasserstoffemissionen in kt innerhalb der Weltregionen nach Szenario und Jahr. Eigene Darstellung und Berechnung mit QGIS.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass es aufgrund der begrenzten Auflösung der Rasterkarte zu räumlichen Verzerrungen kommen kann. Zwar wurden die Rasterzellen der Hafenstandorte den jeweiligen Weltregionen zugeordnet, dennoch kann es zu einer geographischen Überlagerung von Handelsrouten, Weltregionen und Erzeugungsstrukturen kommen. Dies gilt insbesondere für Regionen, in denen Handelsrouten in unmittelbarer Nähe zur Küstenlinie verlaufen, wie beispielsweise in Südostasien oder im Mittelmeerraum sowie an den Westküsten Nordafrikas und Europas. Bei der Aussagekraft der Werte muss also der Aspekt der begrenzten räumlichen

Auflösung berücksichtigt werden, da die Ergebnisse durch regionale Verzerrungen beeinträchtigt sein können.

Darüber hinaus liegen für die ECOWAS-Region in den Szenarien 1 bis 3 sowie für Subsahara-Afrika in den Szenarien 1 und 2 jeweils im Jahr 2030 keine Emissionsdaten vor. Dies ist aber plausibel, da beide Regionen, auf Grundlage der Szenario-Inputdaten, zu diesen Zeitpunkten nicht am Welthandel beteiligt sind und nur über eine sehr geringe oder keine eigene Nachfrage verfügen.

Bis zum Jahr 2050 kommt es in Szenario 1 in Europa zu einer Versechsfachung der Wasserstoffemissionen, diese steigen von 323,8 kt auf nun 1.956,0 kt. Ein vergleichbares Niveau findet sich in Ozeanien mit 1.964,0 kt. Aufgrund des dort bereits deutlich höheren Ausgangswerts im Jahr 2030 hat hier jedoch nur knapp eine Verdopplung stattgefunden. Den höchsten Anstieg verzeichnet Lateinamerika, wo die Wasserstoffemissionen gegenüber 2030 um 2.093,9 % zugenommen haben. Ein theoretisch höherer relativer Anstieg zeigt sich in Zentralasien. Aufgrund des sehr niedrigen Ausgangs- und Endwerts ist diese Entwicklung jedoch weniger bedeutsam als die in anderen Regionen.

In Szenario 2 kommt es aufgrund einer höheren Nachfragemenge auch zu höheren Wasserstoffemissionen. Die globale Gesamtmenge der Wasserstoffemissionen steigt in diesem Szenario von 12.008,2 kt im Jahr 2030 auf 93.967,0 kt im Jahr 2050.

Nordamerika, wo im Jahr 2030 mit 397,8 kt ähnlich hohe Wasserstoffemissionen wie in Europa mit 397,8 kt anfallen, erfährt bis zum Jahr 2050 einen deutlichen Anstieg dieser auf insgesamt 11.963,2 kt. Währenddessen liegen in Europa die Wasserstoffemissionen mit 5.260,1 kt deutlich darunter. Ebenfalls hohe Wasserstoffemissionen finden sich in Südostasien bereits im Jahr 2030 mit 2.683,1 kt. Bis zum Jahr 2050 steigen diese auf 12.392,1 kt an. In anderen Exportregionen wie Nordafrika oder dem Nahen Osten sind die Wasserstoffemissionen im Jahr 2030 zunächst noch gering, steigen jedoch bis zum Jahr 2050 aber ebenfalls deutlich an.

In Szenario 3 zeigt sich zum Anfangszeitpunkt eine deutlich höhere Differenz der Wasserstoffemissionen zwischen Europa und anderen Exportregionen wie Lateinamerika, Nordafrika und dem Nahen Osten. Während Europa in den Szenarien 1 und 2 noch etwa auf dem gleichen Niveau wie diese Regionen lag, wobei Nordafrika jeweils einen Ausreißer nach oben darstellt, liegen die Wasserstoffemissionen Europas mit 704,9 kt nun deutlich über denen der genannten Exportregionen.

In Szenario 4, in dem eine vergleichsweise geringe Nachfrage auf eine stark ausgeprägte Handelsstruktur trifft, treten erstmals Wasserstoffemissionen in der ECOWAS-Region auf. Diese fallen im Vergleich zu anderen Weltregionen jedoch sehr gering aus. Ebenfalls niedrige Emissionswerte zeigen sich nur noch in Zentralasien.

Szenario 5 geht von einer sowohl stark ausgeprägten Handelsstruktur als auch einer zugleich hohen Nachfrage aus. In diesem Szenario zeigen sich, wie zu erwarten, in vielen Regionen die jeweils höchsten Emissionswerte.

Werden anstelle einzelner Szenarien die Wasserstoffemissionen der Weltregionen über die gesamte Bandbreite der verschiedenen Szenarien hinweg betrachtet, lassen sich unterschiedliche Muster erkennen. Besonders aufschlussreich sind dabei die Veränderungen zwischen den Szenarien 1, 2, 4 und 5, da hier unterschiedliche Reaktionsmuster einzelner Regionen beobachtet werden können, wenn jeweils eine von zwei Variable (Nachfrage oder Handelsstruktur) verändert wird, während die andere konstant bleibt.

Für Importregionen wie Europa und Südostasien nehmen die Wasserstoffemissionen zu, wenn der weltweite Bedarf erhöht wird. Gleiches findet sich aber auch in den Exportregionen wie Lateinamerika, Naher Osten, Nordafrika, Ozeanien, Subsahara-Afrika und Zentralasien.

Wird hingegen die Handelsstruktur erhöht, während die Nachfrage konstant bleibt, zeigen sich in einzelnen Zeitpunkten in den Szenarien 4 und 5 in den Exportregionen Lateinamerika, Naher Osten, Nordafrika, Nordamerika und Ozeanien Wasserstoffemissionen, die unterhalb derer der Szenarien 1 und 2 liegen. Da jedoch stets dieselben Regionen zu denselben Zeitpunkten betroffen sind, deutet dies eher auf Unstimmigkeiten bei der Datenqualität der Inputparameter hin als auf ein belastbares Modellverhalten.

Auffällig ist hingegen die Entwicklung in Ozeanien. In Szenario 2 zeigt sich, dass die Wasserstoffemissionen im Jahr 2050 unter dem Niveau von 2040 liegen. Dieses Muster tritt ebenfalls in Szenario 5 auf und könnte darauf hindeuten, dass Ozeanien einen Wettbewerbsnachteil im globalen Wasserstoffhandel hat, je mehr Akteure auf dem Markt präsent sind. Diese These wird jedoch durch Szenario 4 relativiert, da auch dort das gleiche Muster zu beobachten ist, obwohl theoretisch von einer geringeren Vernetzung und weniger Handelswegen ausgegangen wird. Trotz dieser Annahme des Szenario 4 nimmt auch hier mit der Zeit die Anzahl der Handelsverbindungen zu, was zu einer schrittweisen Integration zusätzlicher Exportregionen führt.

Eine andere Auffälligkeit findet sich im Vergleich der Regionen Naher Osten und Nordafrika. In Szenario 3 sind diese hinsichtlich der Wasserstoffemissionen nahezu identisch. Bei aber geringer globaler Wasserstoffnachfrage in Szenario 1 und 4 zeigen sich höhere Werte im Nahen Osten, während sich dieses Verhältnis in Szenario 2 und 5 umkehrt und Nordafrika die jeweils höheren Werte aufweist. Dies zeigt, dass sich der Schwerpunkt des Wasserstoffexports zwischen verschiedenen Weltregionen entsprechend der globalen Nachfrage verschiebt.

Unabhängig aller betrachteten Szenarien und deren Zeitpunkten zeigt sich aber, dass die höchsten Wasserstoffemissionen konsistent auf den Weltmeeren durch den Transport vorzufinden sind.

Die nachfolgende Tabelle 2 setzt die zuvor dargestellten Wasserstoffemissionen der betrachteten Weltregionen ins Verhältnis zur jeweiligen regionsspezifischen Nachfragemenge. Abgebildet wird dabei die Emissionsintensität in Kilogramm Wasserstoffemissionen pro nachgefragter Tonne Wasserstoff (kg/t). Die Weltmeere werden in dieser Tabelle nicht betrachtet, da ihnen keine dedizierte Nachfrage zugeordnet werden kann.

Da für die ECOWAS-Region über alle Zeitpunkte und Szenarien hinweg kein Wasserstoffbedarf ermittelt wurde, kann dementsprechend für diese Region auch keine Angabe in dieser Tabelle erfolgen. Gleiches gilt für Nordafrika wo im Bedarfsszenario „niedrig“ ebenfalls kein Wasserstoffbedarf in der Region vorhanden ist und für Subsahara-Afrika wiederum konnten für die Szenarien 1 und 2 im Jahr 2030 keine Wasserstoffemissionen festgestellt werden.

Weltregion	Szenario 1			Szenario 2			Szenario 3			Szenario 4			Szenario 5		
	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
ECOWAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Europa	14,92	40,85	52,58	14,92	40,87	52,59	29,58	42,66	54,38	34,71	45,71	63,62	34,70	45,73	61,52
Lateinamerika	47,91	103,12	612,81	42,93	103,66	459,31	34,02	109,70	525,26	52,05	233,20	538,10	58,68	197,97	410,58
Naher Osten	7,87	55,81	46,80	32,19	109,01	95,32	28,59	70,01	90,78	15,76	54,27	64,52	49,84	102,54	134,97
Nordafrika	-	-	-	134,80	323,97	283,96	161,31	533,06	647,71	-	-	-	66,42	408,38	350,46
Nordamerika	9,12	36,66	109,45	9,12	44,94	115,17	13,79	41,53	113,93	14,47	81,45	103,05	20,28	90,40	113,38
Ozeanien	138,78	189,79	143,69	236,70	280,09	185,57	169,20	224,49	170,50	136,24	263,19	154,55	215,06	377,78	198,00
Subsahara-Afrika	-	1.209,72	773,20	-	205,59	188,22	70,19	303,95	286,86	375,82	1.254,86	1.598,36	47,74	232,61	283,72
Südostasien	98,64	111,24	121,50	98,63	111,22	121,48	98,55	111,22	123,13	102,02	117,83	126,34	100,53	115,00	124,93
Zentral Asien	0,03	44,03	55,04	0,00	40,55	30,20	0,74	42,46	79,45	7,94	71,44	143,81	1,69	46,04	75,72
Globaler Durchschnitt	39,64	87,00	127,86	47,17	101,75	131,95	48,49	94,53	144,56	46,91	125,96	138,66	55,32	132,87	149,70

Tabelle 2: Verhältnis der Wasserstoffemissionen zur regionsspezifischen Nachfragemenge in kg/t. Eigene Berechnung und Darstellung.

Demnach fallen in Europa im Jahr 2030 im Szenario 1 rund 14,92 Kilogramm Wasserstoffemissionen pro nachgefragter Tonne Wasserstoff an. Bis zum Jahr 2050 steigt dieser Wert auf 52,58 kg/t an. Europa weist zu diesem Zeitpunkt im Vergleich zu den anderen Regionen das zweitniedrigste Verhältnis zwischen Wasserstoffemissionen und Nachfragemenge auf, obwohl Europa mit 37,20 Millionen Tonnen der drittgrößte Konsument ist. Generell über alle Szenarien hinweg betrachtet liegt Europa trotz einer konstant hohen Nachfrage im untersten Bereich der pro Nachfragemenge anfallenden Wasserstoffemissionen. Nur vereinzelt finden sich geringere Werte in Zentral Asien oder Nordamerika.

Südostasien als zweite große Importregion hat ein deutlich höheres Verhältnis an Wasserstoffemissionen zur Nachfragemenge. So fallen hier beispielsweise in Szenario 2 im Jahr 2030 bereits 98,55 kg/t Wasserstoffemissionen an.

Nordamerika, die Region mit der konstant über alle Szenarien hinweg höchsten Nachfrage an Wasserstoff, weist im Jahr 2030 in allen Szenarien zwar geringere Werte als Europa auf, liegt jedoch am Ende des Betrachtungszeitraums jeweils bei etwa doppelt so hohen Wasserstoffemissionen pro nachgefragte Tonne wie Europa.

Ozeanien hat über alle Szenarien hinweg ein vergleichsweise hohes Verhältnis von Wasserstoffemissionen zur nachgefragten Menge. Dabei ist zu beobachten, dass mit steigender globaler Nachfrage eben auch dieses Verhältnis in der Region deutlich ansteigt. Liegt der Wert beispielsweise im Jahr 2050 in Szenario 4 bei 154,55 kg/t liegt er in Szenario 5 bei 198,0 kg/t. Wird hingegen die Handelsstruktur ausgeweitet, ohne die Nachfrage zu erhöhen, ergeben sich keine nennenswerten Veränderungen. Dies unterstreicht die Ausrichtung Ozeaniens als klar exportorientierte Region.

Interessanterweise finden sich die höchsten Wasserstoffemissionen pro Nachfragemenge nicht in Szenario 5, sondern in Szenario 4. Dabei fallen in Subsahara-Afrika im Jahr 2040 pro nachgefragter Tonne Wasserstoff 1.254,86 kg Wasserstoffemissionen an. Mit 2050 steigt dieser Wert sogar auf 1.598,36 kg/t. Des Weiteren zeigen sich auch in Szenario 1 für Subsahara-Afrika sehr hohe Emissionswerte. Im Jahr 2040 liegen diese bei 1.209,72 Kilogramm pro nachgefragter Tonne Wasserstoff, im Jahr 2050 bei 773,20 kg/t. In den Szenarien 2 und 4 zeigen sich wiederum deutlich niedrigere Emissionswerte für die Region, was wie bereits zuvor bei Ozeanien auf eine klar exportorientierte Ausrichtung hindeutet.

Insgesamt zeigt sich ein Bild, wobei in Importregionen wie Europa vergleichsweise geringe Wasserstoffemissionen pro Nachfragemenge auftreten. In Regionen, die eine stärkere Selbstversorgung anstreben, wie etwa Nordamerika und in Teilen auch Südostasien, fällt dieses Verhältnis deutlich höher aus. Die höchsten Wasserstoffemissionen pro regionsspezifischer Nachfragemenge finden sich jedoch in klassischen Exportregionen wie Lateinamerika, Ozeanien, Nordafrika oder Subsahara-Afrika.

6. Resümee und Diskussion der Ergebnisse

Nachfolgend werden die Kernpunkte des vorherigen Kapitels zusammengefasst und es werden Modellinputs und die Ergebnisse diskutiert sowie Kritikpunkte der Arbeit aufgezeigt.

6.1 Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse

Diese Arbeit hat das Ziel, Einblicke in die zukünftigen Bedarfe, Handel und Emissionen von Wasserstoff zu geben. Hierfür wurde eine ausführliche Literaturrecherche durchgeführt in welcher unterschiedliche Datenpunkte (siehe Abbildung 8) in einer Datenbank gesammelt und kombiniert wurden, auf deren Grundlage die Modellierung durchgeführt wurde. Weitere Daten stammen von der IEA (2025b) sowie dem World Port Index (MSI, 2019) und aus dem DLR Projekt CLEANLIEST.

Eine hohe Wasserstoffnachfrage besteht vorrangig in den vier Regionen Europa, Naher Osten, Nordamerika und Südostasien. Nordamerika weist dabei über alle betrachteten Szenarien die höchste Nachfragemenge auf. Zusammen bilden diese vier Regionen, abhängig vom Szenario, zwischen zwei Drittel bis drei Viertel der weltweiten Gesamtnachfrage.

Lateinamerika, Nordafrika, der Nahe Osten und Ozeanien kristallisieren sich als potentiell führende Exportregionen heraus. Basierend auf aktuellen Studien wird Lateinamerika dabei eine Schlüsselrolle im Handel mit Nordamerika übernehmen, während der Nahe Osten insbesondere Südostasien versorgen wird. Nordafrika hingegen wird sich als bevorzugter Handelspartner Europas etablieren. Ozeanien wird hauptsächlich Südostasien beliefern, verliert dabei jedoch in Szenarien mit stärkerem Wettbewerb an Relevanz. Dies zeigt sich durch tendenziell zurückgehende Exportanteile.

Mit Blick auf die modellierte Handelsstruktur lässt sich für Nordamerika eine deutliche Abhängigkeit von Lateinamerika feststellen. Während Europa und Südostasien ein hohes Maß an Vernetzung aufweisen.

Die gehandelte Wasserstoffmenge wird sowohl mit wachsender globaler Nachfrage als auch mit zunehmender Handelsvernetzung steigen. Besonders Szenario 5 verdeutlicht, dass durch eine ausgeweitete Handelsstruktur zusätzliche Marktteilnehmer auftreten werden. Im Jahr 2050 werden in diesem Szenario über 194.000 Kilotonnen Wasserstoff weltweit gehandelt, das ist in

etwa doppelt so viel wie aktuell weltweit produziert wird. Es entsteht dabei ein diversifizierter Markt, in welchen neue Importregionen wie Zentralasien oder Subsahara-Afrika auftreten.

Innerhalb der betrachteten Szenarien nehmen im zeitlichen Verlauf aufgrund von gesteigerter Nachfrage und stetig anwachsender Handelsstruktur besonders die Wasserstoffemissionen aus der Herstellung und Verflüssigung zu. Wird szenarioübergreifend der gleiche Zeitpunkt verglichen, dann kommt es bei gleichbleibender Nachfrage aber höheren Grad an Vernetzung zu leicht höheren Wasserstoffemissionen in allen Prozessen, insbesondere jedoch bei Beladung, Transport und Entladung. Bleibt hingegen der Grad der Vernetzung gleich, aber die Nachfrage wird erhöht, dann nimmt besonders der Anteil der Herstellung deutlich zu. Letztlich steigen die insgesamt Wasserstoffemissionen nahezu im gleichen Verhältnis wie die nachgefragte Menge an.

Im Hinblick auf die Erzeugungsstruktur konnte anhand Verwendung des IEA-Datensatzes (2025b) festgestellt werden, dass sich zukünftige Wasserstofferzeugungsprojekte überwiegend in Küstennähe befinden. Die Verwendung dieses Datensatzes wird in Kapitel 6.2 diskutiert. Besonders groß angesetzte Projekte finden sich an der Westküste Australiens, in Lateinamerika und an der Nordwestküste Subsahara-Afrikas. Innerhalb kontinentaler Binnenlagen sind vergleichsweise wenige Vorhaben zu finden. Eine Ausnahme findet sich jedoch in Europa, wo die Erzeugungsstruktur in der gesamten Region flächendeckend verteilt ist.

Dabei zeigt die räumliche Verteilung der Wasserstoffemissionen deutliche Cluster. In Europa liegen flächendeckende Wasserstoffemissionen aufgrund der Erzeugungsstruktur vor. Andere Wasserstoffemissions-Cluster finden sich am Panamakanal, der Nordwestküste Subsahara-Afrikas, rundum Malaysia und Indonesien und in den Importländern Südkorea und Japan. Dabei sind die tatsächlich anfallenden Wasserstoffemissionen in Europa im Vergleich zu den anderen Regionen recht gering. Gerade Exportregionen wie Nordafrika oder Ozeanien haben deutlich höhere absolute Wasserstoffemissionen. Der mit Abstand größte Anteil der Wasserstoffemissionen ist jedoch szenarienübergreifend aufgrund von Leckagen beim Schiffstransport von Wasserstoff auf den Weltmeeren zu verorten.

Ein weiteres zentrales Ergebnis betrifft spezifischen Wasserstoffemissionen pro nachgefragter Tonne Wasserstoff. Insgesamt zeigt sich ein Bild, bei dem in Importregionen wie Europa vergleichsweise geringe Wasserstoffemissionen pro Nachfragemenge auftreten. In Regionen, die eine stärkere Selbstversorgung anstreben, wie etwa Nordamerika und in Teilen auch Südostasien, fällt dieses Verhältnis deutlich höher aus. Die höchsten Wasserstoffemissionen pro

regionsspezifischer Nachfragemenge finden sich jedoch in klassischen Exportregionen wie Lateinamerika, Ozeanien, Nordafrika oder Subsahara-Afrika.

6.2 Diskussion

Ziel dieser Arbeit war es, einen ersten globalen Überblick über die potenzielle räumliche Verteilung und Größenordnung von Wasserstoffemissionen entlang der internationalen Versorgungskette bis zum Jahr 2050 zu liefern. Dabei lag der Fokus nicht auf der Erstellung eines vollständigen Emissionskatasters, sondern auf der Identifikation räumlicher Schwerpunkte und zentraler Muster. Der gewählte Ansatz versteht sich daher bewusst als ein modellbasierter Einstieg in ein bisher wenig bearbeitetes Themenfeld. Insgesamt konnte dieses Ziel erreicht werden. Die Ergebnisse zeigen Zusammenhänge zwischen Nachfragemenge, Transportverflechtung und Emissionshöhe auf, und ermöglichen erste Aussagen über potenzielle Wasserstoffemissions-Hotspots. Gleichzeitig muss jedoch betont werden, dass die Ergebnisse von mehreren methodischen und datenbasierten Annahmen geprägt sind, welche im weiteren Verlauf diskutiert werden und in zukünftigen Arbeiten überprüft werden sollten. Dabei ist die Diskussion entlang der drei Forschungsfragen gegliedert.

6.2.1 Diskussion zu Punkten der Forschungsfrage 1

In dieser Arbeit wurde ein globaler Wasserstoffgesamtbedarf über einen Top-Down Ansatz auf die betrachteten Weltregionen verteilt. Im Unterschied zu Tonelli et al. (2023), wo die regionale Aufteilung auf Basis der Bevölkerungsentwicklung erfolgt, wurde in dieser Arbeit ein anderer Weg gewählt. Da nicht für jedes Land konkrete Bedarfszahlen vorlagen, wurden zunächst länderspezifische Bedarfsschätzungen aus der Literatur je Land gemittelt und für die jeweilige Weltregion aggregiert. Auf dieser Basis wurden regionale Bedarfsanteile ermittelt, anhand derer ein errechneter globaler Wasserstoffgesamtbedarf proportional aufgeteilt wurde. Im Gegensatz zu Tonelli et al. (2023) wurde dabei ein sektorenübergreifender Bedarf modelliert, wodurch ein umfassenderes Bild des potenziellen Wasserstoffverbrauchs entsteht. Die verwendeten Bedarfswerte stammen größtenteils aus bestehenden Studien, bei denen es sich häufig um kostenoptimierte Modellierungen handelt. Entsprechend ist davon auszugehen, dass deren Ergebnisse, insbesondere hinsichtlich Nachfrageverteilung und Handelswegen, auch einen Einfluss auf die

Ergebnisse dieser Arbeit haben. Wäre in der Arbeit der gleiche Ansatz wie in Tonelli et al. (2023) verwendet worden, dann ist davon auszugehen, dass sich der Wasserstoffbedarf deutlich in Richtung von bevölkerungsreichen Regionen wie Südostasien, aufgrund von Indien, China und Indonesien, aber auch Afrika verschoben hätte.

Im Hinblick auf den errechneten globalen Wasserstoffgesamtbedarf zeigt sich über alle betrachteten Quellen hinweg die deutliche Tendenz, dass mit zunehmender Dekarbonisierung der Szenarien auch der prognostizierte globale Wasserstoffbedarf steigt. Eine Ausnahme bildet Terlouw et al. (2024), wo in dem Net-Zero Szenario ein geringerer Wasserstoffbedarf als im Transformations-Szenario ausgewiesen wird. Die Autoren begründen dies damit, dass in ihrem Net-Zero Szenario verstärkt auf Elektrifizierung von Endanwendungen gesetzt wird, wodurch der direkte Bedarf an Wasserstoff als Energieträger sinkt. Dies stellt jedoch einen Sonderfall dar und findet sich in keinem der anderen analysierten Szenarien wieder. In allen übrigen Studien steigt der Wasserstoffbedarf konsistent mit dem Grad der Dekarbonisierung an. Allerdings lässt sich zudem die Tendenz erkennen, dass in den jüngsten Veröffentlichungen der globale Wasserstoffbedarf zunehmend nach unten korrigiert wird.

Darüber hinaus ist die Datenlage im Bereich der globalen Wasserstoffentwicklung derzeit als ausgesprochen volatil zu bewerten. Besonders in den letzten Jahren sind zahlreiche politische, wirtschaftliche und technologische Entwicklungen zu beobachten gewesen, die teils stark divergierende Richtungen aufzeigen. Dies betrifft sowohl die Ausgestaltung nationaler Wasserstoffstrategien als auch die darin formulierten Ziele und Umsetzungspläne. Während die Technologie im Allgemeinen voranschreitet, zeigen sich länderabhängig bei Wirtschaft und Politik sehr unterschiedliche Entwicklungen. Vor diesem Hintergrund wurde in dieser Arbeit mit den jeweils verfügbaren Daten gearbeitet. Das bedeutet, dass insbesondere bei den herangezogenen Roadmaps und Strategiepapieren die Versionen und Inhalte verwendet wurden, die zum Zeitpunkt der Analyse vorlagen. Ein besonders prägnantes Beispiel hierfür sind die Vereinigten Staaten. Dort sind innerhalb kurzer Zeit teils widersprüchliche Entwicklungen zu beobachten gewesen, etwa durch Regierungswechsel, neue energiepolitische Programme oder wirtschaftspolitische Schwerpunktverlagerungen. Diese Dynamik erschwert eine belastbare Prognose und macht deutlich, dass zukünftige Arbeiten regelmäßig aktualisierte Datengrundlagen benötigen, um Entwicklungen realitätsnah abbilden zu können.

Insgesamt zeigt sich bei der aktuellen Literatur, dass sich der Großteil der verfügbaren Daten auf Regionen des globalen Nordens konzentriert. Diese Fokussierung spiegelt sich in der Datenverfügbarkeit gerade bei der Nachfrageentwicklungen einzelner Länder und auch bei der

Detaillierung nationaler Strategien von wider. Diese Diskrepanz verdeutlicht die Notwendigkeit weiterer Untersuchungen, insbesondere für bislang unterrepräsentierte Regionen des globalen Südens. Eine breitere und ausgewogenere Datengrundlage wäre erforderlich, um ein differenzierteres Bild künftiger Wasserstoffbedarfe und Handelsströme zu erhalten.

Zudem besteht ein kritischer Punkt bei dem Wasserstoffbedarf Europas. In allen betrachteten Szenarien liegt dieser über dem in der europäischen Wasserstoffstrategie ausgeschriebenen Bedarfswert von 20 Millionen Tonnen. Dieses Ergebnis wirft mehrere mögliche Erklärungen auf. Einerseits könnte es auf eine unzureichende Datenlage in Bezug auf die tatsächliche europäische Bedarfserwartung hindeuten. Andererseits kann nicht ausgeschlossen werden, dass es sich um ein induziertes Phänomen handelt, das aus dem methodischen Vorgehen resultiert, oder durch die bereits angesprochene Überrepräsentation des globalen Nordens in der Literatur, insbesondere für Europa und Deutschland, entstanden ist. Letztendlich lässt sich dieser Mehrbedarf aus methodischer Perspektive auf einen zu hoch errechneten Anteil Europas am globalen Gesamtbedarf zurückführen. Dieser Anteil basiert auf aggregierten und zuvor gemittelten Bedarfsprognosen einzelner Länder aus der Literatur und Wasserstoffstrategien. Es kann zum jetzigen Zeitpunkt nicht geklärt werden ob, durch die angewandte Methode, Europas Anteil am globalen Wasserstoffbedarf überschätzt oder Anteile anderer Regionen unterschätzt wurden. Würde der Anteil Europas sinken, dann hätte dies keine Auswirkungen auf den globalen Wasserstoffbedarf, da dieser auf die Regionen anhand dieses Anteils verteilt wurde. Aber andere Regionen hätten einen höheren Wasserstoffbedarf. In diesem Fall würden die in Europa anfallenden Wasserstoffemissionen noch weiter sinken, während sie in anderen Regionen wie beispielsweise Südostasien weiter steigen könnten.

6.2.2 Diskussion zu Punkten der Forschungsfrage 2

Ein zentraler Bestandteil der Arbeit ist der genutzte IEA-Datensatz. Dieser enthält Angaben zu geplanten und bestehenden Wasserstoffherstellungsstandorten und bietet eine wertvolle Übersicht zu der globalen Entwicklung von Wasserstoffprojekten und dient darüber hinaus als Grundlage für die Verortung von Erzeugungskapazitäten. Gleichzeitig weist die Verwendung dieses Datensatzes mehrere Einschränkungen auf, die Einfluss auf die Ergebnisse der Arbeit haben können und daher kritisch zu reflektieren sind. Ein wesentlicher Kritikpunkt besteht darin, dass der Datensatz Projekte unterschiedlicher Reifegrade beinhaltet, von frühen Konzepten über angekündigte Vorhaben bis hin zu Anlagen, die sich bereits in der Umsetzung befinden.

In der vorliegenden Arbeit wurden alle Einträge gleichwertig berücksichtigt, unabhängig von ihrer Umsetzungswahrscheinlichkeit. Dies kann insbesondere in Regionen mit vielen theoretischen oder politischen Ankündigungen, aber wenigen konkreten Investitionen, zu einer Überschätzung der realen Erzeugungskapazität und Wasserstoffemissionsverteilung führen. Zudem ist die regionale Abdeckung im Datensatz nicht einheitlich. Während in Regionen wie Europa, Nordamerika oder Teilen Südostasiens zahlreiche Projekte mit detaillierten Informationen erfasst sind, ist für andere Weltregionen, insbesondere in Teilen Afrikas oder Zentralasiens, schlicht nicht bekannt wann, wo und in welchem Umfang Projekte umgesetzt werden. Zudem gibt es keine Garantie auf eine Vollständigkeit des Datensatzes. Vor dem Hintergrund dieser Unsicherheiten sollte die Erzeugungsstruktur in zukünftigen Arbeiten differenzierter Betrachtet werden. Dies könnte durch eine ergänzende Gewichtung nach Reifegrad, durch Abgleich mit weiteren Quellen oder durch die gezielte Verknüpfung mit realwirtschaftlichen Entwicklungen, Investitionsflüssen oder politischen Rahmenbedingungen gelingen, um die Validität der zugrunde liegenden Datenbasis weiter zu erhöhen, denn bislang werden nur wenige der angekündigten Projekte auch tatsächlich umgesetzt (ECH2A, 2023, S. 21; Hydrogen Council, 2024a, S. 11).

Mit Blick auf die eigentlichen Handelswege, ist die Anzahl an Handelsverbindungen durch die gewählte Aggregation auf Weltregionen begrenzt. Diese methodische Entscheidung reduziert die Komplexität des Modells, spiegelt jedoch nicht die tatsächliche Vielfalt globaler Handelsbeziehungen wider. Bereits heute existiert eine wesentlich größere Anzahl an tatsächlichen Handelsverbindungen (ITC, 2024). Würde eine zukünftige Untersuchung auf eine feinere räumliche Auflösung, beispielsweise auf Staatenebene, zurückgreifen, wäre mit einem deutlichen Anstieg der erfassten Handelsverbindungen zu rechnen. Die zugrundeliegenden Volumenströme könnten dabei grundsätzlich gleichbleiben, würden sich jedoch auf mehr, spezifischere Routen verteilen. Dadurch ließen sich nicht nur differenziertere Handelsmuster erkennen, sondern auch präzisere Aussagen über Transportemissionen, logistische Engpässe oder regionale Knotenpunkte treffen. Eine höhere Auflösung könnte zudem ermöglichen, bilaterale Abhängigkeiten, Transitländer sowie strategische Hafenstandorte gezielter zu analysieren und so ein noch realitätsnäheres Bild der zukünftigen globalen Wasserstoffwirtschaft zu zeichnen. Diese Punkte zeigen sich insofern in den Ergebnissen, dass bestimmte Regionen mit geplanter oder bestehender Erzeugungsstruktur, wie etwa Panama, im Modell nicht mit dedizierten Handelsverbindungen erscheinen, obwohl sie potenziell eine zentrale Rolle im internationalen Wasserstoffhandel einnehmen könnten.

Damit einher geht zudem, dass die Anzahl an modellierten Hafenstandorten begrenzt ist. So werden Handelswege künstlich verlängert oder auch verkürzt. Beispielsweise startet der Wasserstofftransport von Chile nach Deutschland in Brasilien und endet in den Niederlanden. Dies kann wiederum zu einer räumlichen Verzerrung der modellierten Wasserstoffemissionen führen, da sich Emissionsschwerpunkte an anderen Stellen zeigen als sie bei realistischen Handelsverläufen zu erwarten wären. Des Weiteren könnten so aber auch die tatsächlich anfallenden Wasserstoffemissionen, entlang der betrachteten Prozesse, in der Arbeit unterschätzt worden sein.

Des Weiteren wurde auch der intraregionale Handel im Rahmen dieser Arbeit nicht dediziert im Hinblick auf mögliche Wasserstoffemissionen betrachtet. Das betrifft den Austausch von Wasserstoff zwischen Ländern innerhalb einer Weltregion. Gerade für Europa gibt es eine durchaus differenzierte Rollenverteilung zwischen potenziellen Export- und Importländern. So gelten etwa Spanien, Portugal, Norwegen und Dänemark als mögliche Erzeugerregionen, die zur Bedarfsdeckung anderer europäischer Länder beitragen könnten. Zwar spiegelt sich der Handel in der Eigenversorgungsrate wider, aber es wurden in der Arbeit nicht die daraus entstehenden Wasserstoffemissionen berücksichtigt.

Bei den Ergebnissen der Arbeit zeigt sich bei den modellierten Handelsströmen, dass sich Nordamerika szenarienübergreifend als größte Importregion etabliert. Dies steht im Kontrast zur strategischen Ausrichtung der betroffenen Länder. Während Kanada perspektivisch eine Exportrolle anstrebt, formulieren die Vereinigten Staaten explizit das Ziel einer weitgehenden Selbstversorgung. Dennoch gibt es einen bedeutenden Import von Wasserstoff aus Lateinamerika. Diese Diskrepanz verdeutlicht, dass die in der Literatur und Modellierung zugrunde gelegten Daten über die zukünftige Rolle Nordamerikas im internationalen Wasserstoffmarkt derzeit nicht mit den politischen Zielsetzungen der Region übereinstimmen.

Im Hinblick auf den Handelsanteil zeigt sich, dass dieser in der vorliegenden Arbeit eher am unteren Ende der in der Literatur beschriebenen Spanne liegt. So gibt die Metaanalyse von Fakhreddine et al. (2025) für das Jahr 2050 einen möglichen Handelsanteil zwischen 25 und 85 % an. In dieser Arbeit bewegt sich der Anteil des internationalen Handels hingegen zwischen 29,83 % und 36,97 %. Damit ist das in dieser Arbeit modellierte Handelsvolumen deutlich moderater. Gerade vor dem Hintergrund der bestehender Wasserstofferzeugungsstrukturen, wo Wasserstoff als gebundene Anwendungen am Ort des Verbrauches auch erzeugt wird, ist davon auszugehen, dass die Transformation des globalen Energiesystems nur schrittweise verläuft und

sich daher der internationale Handel mit Wasserstoff im Jahr 2050 vermutlich in einer fortgeschrittenen Entwicklungsphase befindet.

Ein weiterer limitierender Faktor für den Handel mit Wasserstoff ist die Infrastruktur, die bisher nur beschränkt abgebildet ist. Dazu zählen unter anderem ein fehlendes Pipelinennetz, der Ausbau der weltweiten Tankerflotte und auch die Hafeninfrastruktur. Des Weiteren befindet vor allem der eigentliche Transport von Wasserstoff per Schiff noch in der Demonstrationsphase. Vor diesem Hintergrund erscheint es plausibel, dass sich der internationale Handel nicht primär auf flüssigen Wasserstoff konzentrieren wird, sondern weitere Derivate wie Ammoniak oder Methanol mit eingebunden werden, welche wiederum mit anderen Wasserstoffemissionen und auch Treibhausemissionen verbunden sind.

6.2.3 Diskussion zu Punkten der Forschungsfrage 3

Bei den genutzten Wasserstoffemissionsraten entlang der Versorgungskette wurde auf Grund von fehlenden Daten auf eine dynamische Anpassung der Emissionsraten über die Zeit verzichtet, obwohl davon auszugehen ist, dass technologische Fortschritte und verbesserte Handhabungsprozesse, insbesondere im Umgang mit verflüssigtem Wasserstoff, künftig zu einer Reduktion der Wasserstoffemissionen führen könnten. Die in dieser Arbeit verwendeten Emissionsraten von Wasserstoff liegen dabei deutlich unterhalb der Maximalwerte, die in der Metaanalyse von Esquivel-Elizondo (2023) angegeben werden. Dort werden für einzelne LH₂-Prozessschritte Emissionsraten von bis zu 20 % genannt. Im Vergleich zu Alsulaiman (2024) zeigen sich bei den Prozessen Elektrolyse und Transport weitestgehend übereinstimmende Werte, während bei der Verflüssigung der angegebene Emissionswert etwa doppelt so hoch, wie in dieser Arbeit liegt. Ein weiterer Vergleich mit den Angaben des Umweltbundesamts (2022) zeigt, dass die in der Arbeit genutzten Wasserstoffemissionsraten in den Prozessschritten Herstellung, Umwandlung und Transport leicht höher ausfallen, während die Emissionsrate bei der Speicherung nur etwa halb so groß ist. An dieser Stelle ist nochmals auf die insgesamt begrenzte Datenlage in der wissenschaftlichen Literatur zu verweisen. Die in dieser Arbeit verwendeten Emissionswerte basieren auf einer im Projektrahmen durchgeführten Metaanalyse. Dennoch bleibt ein gewisses Maß an Unsicherheit bestehen. Sollte sich beispielsweise der Einsatz alternativer Derivate mit geringeren Wasserstoffemissionen, die in dieser Arbeit nicht berücksichtigt wurden, durchsetzen oder technische Optimierungen im Umgang mit Wasserstoff erzielt werden, ist davon auszugehen, dass die tatsächlich auftretenden Wasserstoffemissionen

unterhalb der hier modellierten Werten liegen könnten. Insofern ist nicht auszuschließen, dass die in dieser Arbeit ermittelten Wasserstoffemissionsmengen überschätzt wurden.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde bewusst auf die Einbeziehung von Pipelines als Transportoption verzichtet. Würde die Pipelineinfrastruktur zukünftig in die Modellierung einbezogen, ist anzunehmen, dass dadurch ein großer Teil der Schifffransporte ersetzt werden würde und sich der Schifffransport auf Handelsrouten zwischen bestimmten Regionen konzentrieren würde. Pipelines könnten beispielsweise den Schifffransport zwischen Nordafrika und Europa ersetzen. Die Einbringung von Pipelines hätte zudem potenziell deutliche Auswirkungen auf die modellierten Wasserstoffemissionen, da Pipelinetransport in der Regel mit geringeren Emissionen pro transportierte Einheit einhergeht als der maritime Transport (Cooper et al., 2022; Klijne et al., 2024).

Auch der regionale Transport zwischen der Wasserstoffherzeugung und der Verschiffung wurde nichtberücksichtigt. Die Modellierung dieses Transportabschnitts ist mit erheblicher Komplexität verbunden. Für jeden Erzeugungsstandort müsste individuell der Transport zum nächstgelegenen geeigneten Hafen modelliert werden. Aufgrund der begrenzten regionalen Auflösung und der geringen Zahl an betrachteten Hafenstandorten würde dies allerdings zu unrealistischen Transportpfaden führen, etwa durch überdurchschnittlich lange Distanzen oder durch die Vernachlässigung potenziell naheliegender, in der Realität existierender Häfen. Vor diesem Hintergrund wurde bewusst darauf verzichtet, diesen Transportabschnitt in die Modellierung aufzunehmen. Zukünftige Arbeiten mit höher aufgelösten Daten könnten diesen Aspekt jedoch gezielter betrachten und damit eine noch genauere Emissionsabschätzung entlang der gesamten Wasserstoffversorgungskette ermöglichen.

Entlang der unterschiedlichen Szenarien zeigt sich, dass sich die globale Handelsstruktur dynamisch verhält und je nach zugrunde liegendem Bedarfsszenario deutlich variiert. Die betrachteten Weltregionen reagieren unterschiedlich auf die jeweilige Ausgangslage und zeigen teils divergierende Rollen beim internationalen Wasserstoffhandel. Für das Jahr 2030 zeigen sowohl Nordamerika als auch der Nahe Osten in den modellierten Bedarfsszenarien in den niedrigen Bedarfsszenarien eine höhere Wasserstoffnachfrage als in den mittleren und hohen Bedarfsszenarien. Diese Entwicklung kann zwei Ursachen haben. Zum einen könnten Unstimmigkeiten oder Lücken in den zugrunde liegenden Datensätzen vorliegen, die zu einer überschätzten Nachfrage in diesen Regionen führen. Zum anderen könnte dies aber auch ein Bild widerspiegeln, dass wenn sich der globale Energiesektor nicht konsequent in Richtung einer dekarbonisierten Wasserstoffwirtschaft entwickelt, gerade Regionen wie Nordamerika und der Nahe

Osten auf großen Wasserstoffmengen angewiesen sind, um weiterhin fossile Brennstoffe herzustellen, zu verarbeiten und zu raffinieren. Wasserstoff würde hier primär als industrieller Einsatzstoff in bestehenden fossilen Wertschöpfungsketten benötigt, anstatt als emissionsfreier Energieträger in einem umgestalteten Energiesystem.

Durch die getroffene Auswahl und den Vergleich der vier Extremszenarien konnten grundlegende Muster und tendenzielle Entwicklungen im globalen Wasserstoffhandel identifiziert werden. Die ausgelassenen Zwischenszenarien hätten zwar eine detailliertere Abdeckung des Raumes ermöglicht, jedoch wäre der Erkenntnisgewinn angesichts der derzeitigen Modellauflösung und Datenqualität begrenzt geblieben. Eine umfassendere und differenziertere Analyse dieser Zwischenräume erscheint daher erst im Rahmen zukünftiger Arbeiten sinnvoll. Voraussetzung dafür wären eine höhere geografische Auflösung und überarbeitete Eingangsdaten. Es wurde aber bewusst auf eine feinere räumliche Auflösung, etwa auf Länderebene, verzichtet, da eine Umsetzung auf dieser Ebene erhebliche methodische und praktische Herausforderungen mit sich bringt, die zumindest den Rahmen dieser Masterarbeit überschreiten.

Bei einer länderspezifischen Modellierung ist anzunehmen, dass sich die Anzahl der modellierten Handelsverbindungen deutlich erhöht. Die Aggregation auf Weltregionen reduziert automatisch die Zahl möglicher Handelsbeziehungen, da beispielsweise alle Exporte aus Lateinamerika nach Europa zusammengefasst werden, unabhängig davon, ob es sich um eine Verbindung von Brasilien nach Spanien oder von Chile nach Deutschland handelt.

Zudem könnten Wasserstoffemissionshotspots exakter identifiziert und konkretere Aussagen zur Belastung einzelner Länder oder Hafenstandorte getroffen werden. Generell ist damit zu rechnen, dass durch eine höhere Auflösung weitere kleine Wasserstoffemissionshotspots dazukommen, die ganz unterschiedlich weltweit vernetzt sind. Auch bestehende Erzeugerhotspots, wie in Panama, würden entsprechend durch die Hauptschifffahrtswege besser abgedeckt werden. Eine Verschiebung der in der Arbeit dargestellten räumlichen Verteilung von Wasserstoffemissionen ist daher nicht auszuschließen, es ist aber anzunehmen, dass sich dies nur begrenzt und entlang von Handelswegen bemerkbar macht. Zusätzlich kann durch eine feinere Auflösung die Wasserstoffemissionen exakter den tatsächlichen geografischen Gegebenheiten zugeordnet werden können, insbesondere entlang von Küstenlinien oder an komplexen Regionen wie Seehäfen, Transitpunkten oder Grenzverläufen. Dies könnte auch das Verhältnis zwischen Wasserstoffemissionen auf See und an Land verschieben.

Diese Arbeit eröffnet dabei auch einen neuen Punkt, welcher in den bisherigen Handels- und Bedarfsszenarien nicht behandelt wurde. Dabei wird dargestellt wie viel tatsächliche Produktionsmenge erforderlich ist, um die globale Wasserstoffnachfrage vollständig zu decken. In den vorliegenden Handels- und Bedarfsszenarien wurde der Bedarf als Zielgröße verwendet, ohne dabei die Verluste entlang der Versorgungskette zu berücksichtigen. Gerade in ambitionierten Net-Zero Szenarien ist diese besonders relevant, denn hier entstehen über die gesamte Versorgungskette hinweg erhebliche Wasserstoffemissionen, die deutlich höhere Produktionsmengen von bis zu 22,52 % erforderlich machen.

7. Fazit

Angesichts der dominierenden Rolle fossiler Energieträger in der globalen Energieversorgung, und den damit verbundenen Treibhausgasemissionen, besteht dringender Handlungsbedarf, alternative und klimaverträgliche Energieträger zu etablieren. Wasserstoff gilt in diesem Zusammenhang als vielversprechender Baustein in einer zukünftigen Energieinfrastruktur. Wasserstoff besitzt aber auch eine signifikante Klimawirkung. Im Rahmen dieser Masterarbeit wurde ein globaler Überblick über potenzielle Wasserstoffemissionen entlang der internationalen Versorgungskette geschaffen. Ziel war es, eine räumlich aufgelöste Betrachtung der Wasserstoffemissionen zu ermöglichen, die sich aus dem weltweiten Handel mit Wasserstoff über den Seeweg ergeben könnten. Im Mittelpunkt stand dabei die Frage, wie sich unterschiedliche Nachfrage- und Handelsvernetzungszenarien auf die Quantität der anfallenden Wasserstoffemissionen, deren Verteilung sowie die Struktur des internationalen Handels auswirken.

Als Grundlage dient eine umfangreiche und eigens entwickelte Datenbank mit über 3.150 Einträgen. Diese enthält systematisch erfasste Informationen aus einschlägiger Fachliteratur sowie zu 93 nationalen Wasserstoffstrategien. Auf dieser Basis wurden vier der insgesamt sieben Modellparameter abgeleitet, darunter die globale Handelsstruktur, der regionale Wasserstoffbedarf, die verwendeten Erzeugungstechnologien sowie der Grad der Selbstversorgung der einzelnen Weltregionen. Weitere Modellinputs wie etwa Emissionsraten entlang der Versorgungskette und Standortdaten zu Wasserstoffprojekten wurden aus dem DLR-Projekt CLEANLIEST sowie von der IEA übernommen. Die Hafenstandorte wurden auf Grundlage vorhandener Literaturquellen und dem World Port Index ausgewählt (siehe dazu Abbildung 3). Insgesamt wurden fünf Szenarien mit jeweils drei Zeitpunkten (2030, 2040, 2050) modelliert und räumlich anhand einer Rasterkarte aufgelöst.

Die Ergebnisse zeigen, dass sich insbesondere die vier Weltregionen Europa, Nordamerika, Südostasien und der Nahe Osten als zentrale Nachfragezentren etablieren, während sich Regionen wie Lateinamerika, Ozeanien und Nordafrika als potenzielle Exporteure positionieren.

Die aus Herstellung und Transport entstehenden Wasserstoffemissionen konzentrieren sich dabei stark auf internationale Seewege, Hafenstandorte sowie Produktionsregionen im globalen Süden. Während Importregionen für jede nachgefragte Einheit Wasserstoff relativ geringe Wasserstoffemissionen verzeichnen, zeigt sich für Exportregionen, dass diese nur einen geringen Anteil der Gesamtnachfrage besitzen, aber für einen großen Anteil der weltweiten Wasserstoffherzeugung aufkommen und deshalb höhere Emissionen je nachgefragter Einheit

aufweisen. Abgesehen von regionsspezifischen Wasserstoffemissionen auf kontinentalen Gebieten lassen sich auf den Weltmeeren insgesamt sehr hohe Wasserstoffemissionen feststellen.

Um diese Wasserstoffemissionen entlang der Versorgungskette auszugleichen, ist eine verlustbedingte Mehrproduktion erforderlich, wodurch die tatsächliche Produktionsmenge an Wasserstoff deutlich über dem Bedarf liegen muss. Die verlustbedingte Mehrproduktion liegt abhängig vom Szenario zwischen 6,6 % (Szenario 1 in 2040) und 22,5 % (Szenario 5 in 2050).

In der Arbeit wurden aufgrund hoher Komplexität, schlechter Datenlage und projektspezifischer Gründe unterschiedliche Aspekte ausgeschlossen. Dazu zählen:

- Intraregionaler Wasserstofftransport vom Herstellungsort zum modellierten Hafenstandort
- Interregionaler Wasserstoffhandel zwischen den Regionen über Pipelines
- Interregionaler Handel mit unterschiedlichen Wasserstoffderivaten zwischen den Regionen
- Intraregionaler Transport von importiertem Wasserstoff innerhalb der Regionen
- Wasserstoffemissionen aus dem intraregionalen Wasserstofftransport bei der Selbstversorgung

Die Integration dieser Punkte in zukünftigen Arbeiten könnten die räumliche Verteilung und Quantität der Wasserstoffemissionen deutlich beeinflussen.

Neben der Integration dieser Punkte sollte in zukünftigen Arbeiten untersucht werden, wie sich die identifizierten Wasserstoffemissionen langfristig auf die geografische Verteilung von globalen CO₂-Emissionen auswirken und ob der Einsatz von Wasserstoff trotz der entstehenden Wasserstoffemissionen zu einem positiven Klimaeffekt im Vergleich zu fossilen Energieträgern führt.

Insgesamt leistet diese Masterarbeit einen ersten wichtigen Beitrag zur Abschätzung der mit dem Wasserstoffhandel verbundenen Emissionen und deren räumliche Verteilung und gibt konkrete Anstöße für vertiefende Untersuchungen in diesem Forschungsfeld. Die gewonnenen Ergebnisse können künftig dazu beitragen, gezielt emissionsintensive Prozessschritte entlang der Wasserstoffversorgungskette zu identifizieren und zu mindern (Mitigation). Darüber hinaus können die erstellten Emissionskataster in der Klimamodellierung eingesetzt werden, um den Klimaeffekt der Wasserstoffemissionen zu modellieren.

Literaturverzeichnis

Das Literaturverzeichnis dieser Arbeit gliedert sich in insgesamt zwei Teile. Teil 1 umfasst sämtliche im Fließtext, in der Datenbank und in CLEANLIEST verwendete Quellen. Die Quellen sind entsprechend der Verwendung gekennzeichnet: [T] = Verwendung im Text; [C] = CLEANLIEST; [D] = Verwendung in der Datenbank.

Teil 2 beinhaltet die ausgewerteten nationalen Wasserstoffstrategien sortiert nach Ländern.

Literaturverzeichnis Teil 1

African Development Bank Group [AfDB] (2022, 20. Oktober). The Potential Role of Green Hydrogen in Supporting a Just and Inclusive Energy Transition in Africa. Verfügbar unter: https://www.afdb.org/sites/default/files/documents/publications/20102022_potential_role_of_green_hydrogen_003.pdf [T][D]

Agert, C., Brand, U., Deniz, Ö., Dyck, A., Ehrenberger, S., Gils, H., Gomez T., Juan C., Jacobs, N., Junne, T., Kallo, J., Kröner, M., Kutne, P., Lorenz, T., Naegler, T., Oswald, M., Pagenkopf, J., Pregger, T., Riedel, U., Simon, S., Steck, F., Vogt, T. & Zobel, M. (2020). Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende Teil 2: Sektorenkopplung und Wasserstoff: Zwei Seiten der gleichen Medaille. Sonstiger Bericht. Oldenburg: DLR, Institut für Vernetzte Energiesysteme [T]

Agora Energiewende (2024, 4. Juli). Wasserstoffimporte Deutschlands. Welchen Beitrag können Pipelineimporte in den 2030er Jahren leisten? Verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/wasserstoffimporte-deutschlands#downloads> [D]

Agora Industrie (2023, 14. September). Wasserstoff-Importoptionen für Deutschland. Analyse mit einer Vertiefung zu Synthetischem Erdgas (SNG) bei nahezu geschlossenem Kohlenstoffkreislauf. Verfügbar unter: <https://www.agora-industrie.de/publikationen/wasserstoff-importoptionen-fuer-deutschland#downloads> [T]

Ajanovic, A., Sayer, M. & Haas, R. (2024). On the future relevance of green hydrogen in Europe, Applied Energy, Volume 358, 2024, 122586, ISSN 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.122586> [T]

Alanazi, K., Mittal, S., Hawkes, A. & Shah, N. (2024). Renewable hydrogen trade in a global decarbonised energy system, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 101, 2025, S. 712-730, ISSN 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.12.452> [T][D]

Algburi, S., Al-Dulaimi, O., Fakhruldeen, H., Khalaf, D., Hanoon, R., Jabbar, F., Hassan, Q., Al-Jiboory, A. & Kiconco, S. (2025). The green hydrogen role in the global energy transformations, Renewable and Sustainable Energy Transition, Volume 8, 2025, 100118, ISSN 2667-095X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rset.2025.100118> [T]

- Alsulaiman, A. (2024). Review of hydrogen leakage along the supply chain: Environmental impact, mitigation, and recommendations for sustainable deployment, OIES Paper: ET, No. 41, ISBN 978-1-78467-258-4. Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies. Verfügbar unter: <https://www.oxfordenergy.org/publications/review-of-hydrogen-leakage-along-the-supply-chain-environmental-impact-mitigation-and-recommendations-for-sustainable-deployment/> [T]
- Antweiler, W. & Schlund, D. (2024). The emerging international trade in hydrogen: Environmental policies, innovation, and trade dynamics, *Journal of Environmental Economics and Management*, Volume 127, 2024, ISSN 0095-0696. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2024.103035> [T][D]
- Ashari, P. & Blind, K. (2024). The effects of hydrogen research and innovation on international hydrogen trade, *Energy Policy*, Volume 186, 2024, ISSN 0301-4215. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113974> [D]
- Australian Transport Safety Bureau [ATSB] (2022). Gas control equipment malfunction on board the gas tanker Suiso Frontier, at Western Port, Hastings, Victoria, on 25 January 2022 - Investigation number MO-2022-001. Verfügbar unter: https://www.atsb.gov.au/publications/investigation_reports/2022/mair/mo-2022-001 [T]
- Barner L. (2024). A multi-commodity partial equilibrium model of imperfect competition in future global hydrogen markets, *Energy*, Volumen 311, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.133284> [T][D]
- BloombergNEF (2020, 30. März). Hydrogen Economy Outlook. Verfügbar unter: <https://data.bloomberg.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf> [D]
- BloombergNEF (2025, 15. April). New Energy Outlook 2025. Verfügbar unter: <https://about.bnef.com/insights/clean-energy/new-energy-outlook/#overview> [D]
- Bond, S., Gül, T., Reimann, S., Buchmann, B. & Wokaun, A. (2011). Emissions of anthropogenic hydrogen to the atmosphere during the potential transition to an increasingly H₂-intensive economy, *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 36, Issue 1, 2011, S. 1122-1135, ISSN 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.10.016> [T]
- British Petroleum [BP] (2022). Bp Energy Outlook 2022 edition. Verfügbar unter: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/energy-outlook-downloads.html> [D]
- British Petroleum [BP] (2024). Bp Energy Outlook 2024 edition. Verfügbar unter: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2024.pdf> [D]
- Chen, P., Fan, H., Enshaei, H., Zhang, W., Shi, W., Abdussamie, N., Miwa, T., Qu, Z. & Yang, Z. (2023). A review on ports' readiness to facilitate international hydrogen trade, *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 48, Issue 46, 2023, S. 17351-17369, ISSN 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.01.220> [T]
- Collis, J. & Schomäcker, R. (2022). Determining the Production and Transport Cost for H₂ on a Global Scale, *Frontiers in Energy Research*, Volume 10, 2022. DOI: 10.3389/fenrg.2022.909298 [T]
- Cooper, J., Dubey, L., Bakkaloglu, S. & Hawkes, A. (2022). Hydrogen emissions from the hydrogen value chain-emissions profile and impact to global warming, *Science of The Total Environment*, Volume 830, 2022, ISSN 0048-9697. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2022.154624> [T][C]

- Daiyan, R., MacGill, I., Amal, R., Kara, S., Aguey-Zinsou, K., Khan, M., Polepalle, K., Rayward-Smith, W. (2021). The Case for an Australian Hydrogen Export Market to Germany: State of Play Version 1.0. UNSW Sydney, Australia. DOI: <http://doi.org/10.26190/35zd-8p21> [T]
- Deloitte (2023). Green hydrogen: Energizing the path to net zero - Deloitte's 2023 global green hydrogen outlook. Verfügbar unter: <https://www.deloitte.com/global/en/issues/climate/green-hydrogen.html> [D]
- Det Norske Veritas [DNV] (2022). HYDROGEN FORECAST TO 2050 - Energy Transition Outlook 2022. Verfügbar unter: <https://www.dnv.com/focus-areas/hydrogen/forecast-to-2050/> [T][D]
- Det Norske Veritas [DNV] (2024a). Availability of green and blue ammonia in 2030 to 2050. Verfügbar unter: <https://www.dnv.com/publications/ammonia-availability/> [T][D]
- Det Norske Veritas [DNV] (2024b). Energy Transition Outlook 2024 - A global and regional forecast to 2050. Verfügbar unter: <https://www.dnv.com/energy-transition-outlook/> [T][D]
- Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit [GIZ] (2023, 25. Mai). The structures of the emerging international hydrogen trade and their geopolitical implications. Verfügbar unter: https://h2diplo.de/wp-content/uploads/2023/10/GIZ_H2-Economy-Diplomacy_2023-11-15_final.pdf [T][D]
- Energy Transitions Commission (2021, April). Making the Hydrogen Economy Possible: Accelerating Clean Hydrogen in an Electrified Economy - Version 1.2. Verfügbar unter: <https://www.energy-transitions.org/publications/> [T]
- Esquivel-Elizondo, S., Mejia, A., Sun, T., Shrestha, E., Hamburg, S. & Ocko, I. (2023). Wide range in estimates of hydrogen emissions from infrastructure, Front. Energy Res., Volume 11, 1207208. DOI: 10.3389/fenrg.2023.1207208 [T][C]
- European Clean Hydrogen Alliance [ECH2A] (2023, 19. Dezember). Learnbook – Hydrogen Imports to EU Market. ENTSG. Verfügbar unter: https://www.entsog.eu/sites/default/files/2023-12/European%20Clean%20Hydrogen%20Alliance%20TD%20RT_Learnbook%20Hydrogen%20Imports%20to%20EU%20market_20231219.pdf [T][D]
- European Commission (2021). Directorate-General for Energy, Guidehouse & Tractebel Impact. Hydrogen generation in Europe: overview of costs and key benefits. Publications Office. DOI: <https://data.europa.eu/doi/10.2833/821682> [T]
- European Commission (2022a). Directorate-General for Energy, ESA GmbH, Fraunhofer ISI, Guidehouse Energy Germany GmbH & KIT. Technical assistance to assess the potential of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin (RFNBOs) as well as recycled carbon fuels (RCFs), to establish a methodology to determine the share of renewable energy from RFNBOs as well as to develop a framework on additionality in the transport sector: final report. Task 1, Assessment of the potential of RFNBOs and RCFs over the period 2020 to 2050 in the EU transport sector. Publications Office of the European Union. DOI: <https://data.europa.eu/doi/10.2833/195142> [T]
- European Commission (2022b). Directorate-General for Energy, Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI, Guidehouse, McKinsey & Company, TNO, Trinomics & Utrecht University. The role of renewable H₂ import & storage to scale up the EU deployment of renewable H₂. Publications Office of the European Union. DOI: <https://data.europa.eu/doi/10.2833/727785> [T][D]
- European Commission (2022c). Joint Research Centre, Hydrogen emissions from a hydrogen economy and their potential global warming impact – Summary report of the Clean Hydrogen Joint Undertaking expert workshop on the Environmental Impacts of Hydrogen, Publications Office of the European Union, 2022. DOI: <https://data.europa.eu/doi/10.2760/065589> [D]

- European Commission (2022d, 18. Mai). Implementing the REPOWEREU Action Plan: Investment needs, Hydrogen accelerator and achieving the Bio-Methane targets. SWD (2022) 230 final. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52022SC0230&qid=1752068265474> [D]
- Fakhreddine, J., Dodds, P. & Butnar, I. (2025). Global hydrogen trade pathways: A review of modelling advances and challenges, *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 129, 2025, S. 236-252, ISSN 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.04.203> [T][D]
- Fasihi, M. & Breyer, C. (2020). Baseload electricity and hydrogen supply based on hybrid PV-wind power plants, *Journal of Cleaner Production*, Volume 243, 2020, 118466, ISSN 0959-6526. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.118466> [T]
- Fattahi, A., Longa, F. & Zwaan, B. van der. (2024). Opportunities of hydrogen and ammonia trade between Europe and MENA, *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 83, 2024, S. 967-974, ISSN 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.08.021> [D]
- Feck, T. (2009). Wasserstoff-Emissionen und ihre Auswirkungen auf den arktischen Ozonverlust-Risikoanalyse einer globalen Wasserstoffwirtschaft. Dissertation. Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek, Verlag, Schriften des Forschungszentrums Jülich: Energie & Umwelt 51, 180 S. Verfügbar unter: <https://user.fz-juelich.de/record/4721> [T][C]
- Frazer-Nash Consultancy [FNC] (2022, März). Fugitive Hydrogen Emissions in a Future Hydrogen Economy, FNC 012865-53172R Issue 1. Verfügbar unter: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1067137/fugitive-hydrogen-emissions-future-hydrogen-economy.pdf [C]
- Frieden, F. & Leker, J. (2024). Future costs of hydrogen: a quantitative review. *Sustainable Energy Fuels*, 2024, Volume 8, Issue 9, S. 1806-1822. DOI: 10.1039/D4SE00137K [T]
- Galimova, T., Ram, M., Bogdanov, D., Fasihi, M., Gulagi, A., Khalili, S. & Breyer, C. (2023). Global trading of renewable electricity-based fuels and chemicals to enhance the energy transition across all sectors towards sustainability, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 183, 2023, 113420, ISSN 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113420> [T][D]
- Gas Exporting Countries Forum [GECF] (2024, März). GECF Global Gas Outlook 2050 - 8th Edition. Verfügbar unter: <https://www.gecf.org/Publications-Data/Global-Gas-Outlook-2050> [D]
- Goita, E., Beagle, E., Nasta, A., Wissmiller, D., Ravikumar, A. & Webber, M. (2025). Effect of hydrogen leakage on the life cycle climate impacts of hydrogen supply chains. *Commun Earth Environ* 6, 160 (2025). DOI: <https://doi.org/10.1038/s43247-025-02141-3> [D]
- Gomonov, K., Permana, C. & Handoko, C. (2025). The growing demand for hydrogen: current trends, sectoral analysis, and future projections, *Unconventional Resources*, Volume 6, 2025, ISSN 2666-5190. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.uncres.2025.100176> [D]
- Hank, C., Holst, M., Thelen, C., Kost, C., Längle, S., Schaadt, A. & Smolinka, T. (2023). Site-specific, comparative analysis for suitable Power-to-X pathways and products in developing and emerging countries. Braunschweig: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE [D]
- Hasan S, & Shabaneh R. (2022). The economics and resource potential of hydrogen production in Saudi Arabia. Riyadh: Saudi Arabia. DOI: 10.30573/KS--2021-DP24 [T]

- Hauglustaine, D., Paulot, F., Collins, W., Derwent, R., Sand, M. & Boucher, O. (2022). Climate benefit of a future hydrogen economy. *Commun Earth Environ* 3, 295, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1038/s43247-022-00626-z> [T]
- Heuser, P. (2021). Weltweite Infrastruktur zur Wasserstoffbereitstellung auf Basis erneuerbarer Energien. Dissertation. RWTH Aachen University: Aachen. Verfügbar unter: <https://publications.rwth-aachen.de/record/820196> [T][D]
- Holst, M., Ranzmeyer, O., Eißler, T., Thelen, C., Ruckteschler, T., Edenhofer, L., Fluri, V. & Kost, C. (2025). Analyse verschiedener Versorgungsoptionen Baden-Württembergs mit Wasserstoff und Wasserstoffderivaten. Freiburg im Breisgau: Fraunhofer ISE. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/BW-wasserstoff-versorgungsoptionen.html> [T]
- Hydrogen Council (2021). Hydrogen for Net Zero - A critical cost-effective pathway to limit global warming and reach energy resilience. Verfügbar unter: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/11/Hydrogen-for-Net-Zero.pdf> [T][D]
- Hydrogen Council (2024a, 17. September). Hydrogen Insights 2024. Verfügbar unter: <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2024/> [T]
- Hydrogen Council (2024b, 28. März). The Africa Hydrogen Opportunity - The potential, practical challenges, and possible unlocks. Verfügbar unter: <https://hydrogencouncil.com/en/the-africa-hydrogen-opportunity/> [D]
- Hydrogen Council (2025, 11. März). Hydrogen: Closing the cost gap - Unlocking demand for clean hydrogen by 2030. Verfügbar unter: <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-closing-the-cost-gap/> [D]
- Hydrogen Council + McKinsey & Company (2022, 5. Oktober). Global Hydrogen Flows: Hydrogen trade as a key enabler for efficient decarbonization. Verfügbar unter: <https://hydrogencouncil.com/en/global-hydrogen-flows/> [T][D]
- Hydrogen Council + McKinsey & Company (2023, 16. November). Global Hydrogen Flows - 2023 Update - Considerations for evolving global hydrogen trade. Verfügbar unter: <https://hydrogencouncil.com/en/global-hydrogen-flows-2023-update/> [D]
- Hydrogen Council + McKinsey & Company (2024, 13. Mai). Emerging trade corridors for hydrogen and its derivatives. Verfügbar unter: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2024/05/Emerging-trade-corridors-for-hydrogen-and-its-derivatives.pdf> [T][D]
- Hydrogen Observatory (2024). Hydrogen Trade 2024. Verfügbar unter: <https://ipcei.observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/hydrogen-trade> [D]
- Hydrogen Observatory (2025). Hydrogen Demand 2023. Verfügbar unter: <https://ipcei.observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/end-use/hydrogen-demand> [D]
- Ikonnikova, S., Scanlon, B. & Berdysheva, S. (2023). A global energy system perspective on hydrogen Trade: A framework for the market color and the size analysis, *Applied Energy*, Volume 330, Part A, 2023, ISSN 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120267> [T]
- International Association of Oil & Gas Producers [IOGP] (2022). Charting pathways to enable net zero. Verfügbar unter: <https://iogpeurope.org/hydrogen4eu-update2022/> [D]

- International Chamber of Shipping [ICS] (2024, Juli). Turning Hydrogen Demand into Reality: Which Sectors Come First? Verfügbar unter: <https://www.ics-shipping.org/resource/turning-hydrogen-demand-into-reality/> [D]
- International Energy Agency [IEA] (2020). Energy Technology Perspectives 2020, Paris: IEA. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020> [T][D]
- International Energy Agency [IEA] (2021a). Global Hydrogen Review 2021, Paris: IEA. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021> [D]
- International Energy Agency [IEA] (2021b). Net Zero by 2050. Paris: IEA. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050> [T][D]
- International Energy Agency [IEA] (2023). Global Hydrogen Review 2023. Paris: IEA. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023> [T][D]
- International Energy Agency [IEA] (2024a). Global Hydrogen Review 2024. Paris: IEA. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024> [T][D]
- International Energy Agency [IEA] (2024b, 16. Oktober). World Energy Outlook 2024, Paris: IEA. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024> [D]
- International Energy Agency [IEA] (2025b, 18. September). Hydrogen production projects. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database> [T]
- International Renewable Energy Agency [IRENA] (2022a). Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Verfügbar unter: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA_Geopolitics_Hydrogen_2022.pdf?rev=1cfe49eee979409686f101ce24ffd71a [D]
- International Renewable Energy Agency [IRENA] (2022b). Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part I – Trade outlook for 2050 and way forward, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Verfügbar unter: <https://www.irena.org/Publications/2022/Jul/Global-Hydrogen-Trade-Outlook> [T][D]
- International Renewable Energy Agency [IRENA] (2022c). Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part II – Technology review of hydrogen carriers, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Verfügbar unter: https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Global-hydrogen-trade-Part-II?trk=public_post_comment-text [T][D]
- International Renewable Energy Agency [IRENA] (2022d). Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part III – Green hydrogen cost and potential, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Verfügbar unter: <https://www.irena.org/Publications/2022/May/Global-hydrogen-trade-Cost> [T][D]
- International Renewable Energy Agency [IRENA] (2022e, November). A Quality Infrastructure Roadmap for green hydrogen. Verfügbar unter: <https://www.irena.org/Publications/2024/Nov/A-Quality-Infrastructure-Roadmap-for-green-hydrogen> [T][D]
- International Renewable Energy Agency [IRENA] (2023). Creating a Global Hydrogen Market - Certification to enable Trade. Verfügbar unter: <https://www.irena.org/Publications/2023/Jan/Creating-a-global-hydrogen-market-Certification-to-enable-trade> [T]

- International Renewable Energy Agency [IRENA] (2024a). Green hydrogen strategy: A guide to design, Abu Dhabi. Verfügbar unter: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Jul/IRENA_Green_hydrogen_strategy_design_2024.pdf [D]
- International Renewable Energy Agency [IRENA] (2024b, November). Enabling global trade in renewable hydrogen and derivative commodities. Verfügbar unter: <https://www.irena.org/Publications/2024/Nov/Enabling-global-trade-in-renewable-hydrogen-and-derivative-commodities> [D]
- International Renewable Energy Agency [IRENA] (2024c, Oktober). Global trade in green hydrogen derivatives: Trends in regulation, standardisation and certification. Verfügbar unter: <https://www.irena.org/Publications/2024/Oct/Global-trade-in-green-hydrogen-derivatives-Trends-in-regulation-standardisation-and-certification> [D]
- International Renewable Energy Agency [IRENA] (2025). Analysis of the potential for green hydrogen and related commodities trade, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Verfügbar unter: <https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Analysis-of-the-potential-for-green-hydrogen-and-related-commodities-trade> [T][D]
- Ishimoto, Y., Kurosawa, A., Sasakura, M. & Sakata, K. (2017). Significance of CO₂-free hydrogen globally and for Japan using a long-term global energy system analysis, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 42, Issue 19, 2017, S. 13357-13367, ISSN 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.02.058> [T]
- Johnson, N., Liebreich, M., Kammen, D., Ekins, P., McKenna, R. & Staffell, I. (2025). Realistic roles for hydrogen in the future energy transition. Nat. Rev. Clean Technol. 1, 351–371 (2025). DOI: <https://doi.org/10.1038/s44359-025-00050-4> [T][D]
- Kleijne, K. de, Huijbregts, M., Knobloch, F., Zelm, R. van, Hilbers, J., Coninck, H. de & Hanssen, S. (2024). Worldwide greenhouse gas emissions of green hydrogen production and transport. Nat Energy 9, S. 1139–1152, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41560-024-01563-1> [T]
- Komorowski, P. & Grzywacz, M. (2024). Green hydrogen in Africa: opportunities and limitations. Journal of Management and Financial Sciences. DOI: 61-79. 10.33119/JMFS.2023.50.4 [D]
- Lippkau, F., Franzmann, D., Addanki, T., Buchenberg, P., Heinrichs, H., Kuhn, P., Hamacher, T. & Blesl, M. (2023). Global Hydrogen and Synfuel Exchanges in an Emission-Free Energy System. Energies 2023, 16(7). DOI: <https://doi.org/10.3390/en16073277> [D]
- Makepeace, R., Tabandeh, A., Hossain, M. & Asaduz-Zaman, Md. (2024). Techno-economic analysis of green hydrogen export, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 56, 2024, S. 1183-1192, ISSN 0360-3199. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.12.212> [T][D]
- Maritim Safety Information [MSI] (2019). Archived 2019 Edition World Port Index Shapefile. Verfügbar unter: <https://msi.nga.mil/Publications/WPI> [T]
- Marzouk, O. (2023). 2030 Ambitions for Hydrogen, Clean Hydrogen, and Green Hydrogen. Engineering Proceedings, 56(1), 14. DOI: <https://doi.org/10.3390/ASEC2023-15497> [D]
- McKinsey & Company (2024, September). Global Energy Perspective 2024. Verfügbar unter: <https://www.mckinsey.com/-/media/mckinsey/industries/energy%20and%20materials/our%20insights/global%20energy%20perspective%202024/global-energy-perspective-2024.pdf> [D]

- Mekonnen, A., Waclawiak, K., Humayun, M., Zhang, S. & Ullah, H. (2025). Hydrogen Storage Technology, and Its Challenges: A Review. *Catalysts*. 15(3), 260. DOI: 10.3390/catal15030260 [T]
- Ocko, I. & Hamburg, S. (2022). Climate consequences of hydrogen emissions, *Atmos. Chem. Phys.*, 22, 9349–9368. DOI: <https://doi.org/10.5194/acp-22-9349-2022> [T][D]
- Okonkwo, E., Al-Breiki, M., Bicer, Y. & Al-Ansari, T. (2021). Sustainable hydrogen roadmap: A holistic review and decision-making methodology for production, utilisation and exportation using Qatar as a case study, *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 46. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.08.111 [D]
- Paulot, F., Paynter, D., Naik, V., Malyshev, S., Menzel, R. & Horowitz, L. (2021). Global modeling of hydrogen using GFDL-AM4.1: Sensitivity of soil removal and radiative forcing, *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 46, Issue 24, 2021, S. 13446-13460, ISSN 0360-3199, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.01.088> [T]
- Pieton, N., Abdel-Khalek, H., Fragoso, J., Franke, K., Jalbout, E., Graf, M., Holst, M., Kleinschmitt, C., Müller, V., Mendler, F., Ranzmeyer, O., Drechsler, B., Lenivova, V., Nolden, C., Voglstätter, C., Wietschel, M., Bergup, E. & Sinha, M. (2023): Export Potentials of Green Hydrogen – Methodology for a Techno-Economic Assessment. HYPAT Working Paper 02/2023. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Hrsg.) [D]
- Raksha, T., Bünger, U., Albrecht, U., Michalski, J. & Zerhusen, J. (2020). INTERNATIONAL HYDROGEN STRATEGIES - A study commissioned by and in cooperation with the World Energy Council Germany. Verfügbar unter: <https://en.lbst.de/publikationen/international-hydrogen-strategies/> [T][D]
- Ram, M., Galimova, T., Bogdanov, D., Fasihi, M., Gulagi, A., Breyer, C., Micheli, M. & Crone, K. (2020). Powerfuels in a Renewable Energy World - Global volumes, costs, and trading 2030 to 2050. LUT University and Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Lappeenranta, Berlin. DOI: 10.13140/RG.2.2.32687.56487 [D]
- Robinius, M., Markewitz, P., Lopion, P., Kullmann, F., Heuser, P., Syranidou, C., 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, Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek, Verlag, Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment 499, VIII, (2020). Verfügbar unter: <https://juser.fz-juelich.de/record/877960?ln=de> [D]
- Roland Berger (2021). Hydrogen transportation - The key to unlocking the clean hydrogen economy. Verfügbar unter: https://www.rolandberger.com/publications/publication_pdf/roland_berger_hydrogen_transport.pdf [T][D]
- Salmon, N., Banares-Alcantara, R. & Nayak-Luke, R. (2024). Optimization of green ammonia distribution systems for intercontinental energy transport, *iScience* 2021, 24 (8), 102903. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.isci.2021.102903>. 2021/08/20/ [T][D]
- Sand, M., Skeie, R., Sandstad, M., Krishnan, S., Bryant, H., Derwent, R., Hauglustaine, D., Paulot, F., Prather, M. & Stevenson, D. (2023). A multi-model assessment of the Global Warming Potential of hydrogen. *Commun Earth Environ* 4, 203. DOI: <https://doi.org/10.1038/s43247-023-00857-8> [T]
- Seck, G., Hache, E., Sabathier, J., Guedes, F., Reigstad, G., Straus, J., Wolfgang, O., Ouassou, J., Askeland, M., Hjorth, I., Skjelbred, H., Andersson, L., Douguet, S., Villavicencio, M., Trüby, J., Brauer, J. & Cabot, C. (2022). Hydrogen and the decarbonization of the energy system in Europe in 2050: A detailed model-based analysis, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 167, 2022, ISSN 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112779> [D]

- Serafini, M., Weidner, E., & Bolard, J. (2025, 20. Januar). Hydrogen Production via Direct Seawater Electrolysis (Literature Review). Publications Office of the European Union. JRC139661. Verfügbar unter: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC139661> [T]
- Shell (2023). The Energy Security Scenarios - Full report. Verfügbar unter: <https://www.shell.com/news-and-insights/scenarios/the-energy-security-scenarios.html> [D]
- Shirizadeh, B., Ailleret, A., Guillon, A., Bovari, E., Khatib, N., Douguet, S., Issa, C., Brauer, J. & Truby, J. (2023). Supplementary Information 2 – The HyPE model. Verfügbar unter: <https://www.rsc.org/supp-data/d3/ee/d3ee02283h/d3ee02283h2.pdf> [T]
- Tarvydas, D. (2022). The role of hydrogen in energy decarbonisation scenarios, EUR 31358 EN, JRC131299. Luxemburg: Publications Office of the European Union. DOI: 10.2760/899528 [D]
- Terlouw, T., Rosa, L., Bauer, C. & McKenna, R. (2024). Future hydrogen economies imply environmental trade-offs and a supply-demand mismatch. Nat Commun 15, 7043, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41467-024-51251-7> [T][D]
- Thelen, C., Nolte, H., Kaiser, M., Jürgens, P., Müller, P., Senkpiel, C. & Kost, C. (2024). Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Bundesländer im Transformationsprozess. Freiburg im Breisgau: Fraunhofer ISE. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html> [T]
- Tonelli, D., Rosa, L., Gabrielli, P., Calderia, K., Parente, A. & Contino, F. (2023). Global land and water limits to electrolytic hydrogen production using wind and solar resources. Nat Commun 14, 5532 (2023). DOI: <https://doi.org/10.1038/s41467-023-41107-x> [T]
- UK Department for Energy Security and Net Zero [DESNZ] (2022). Atmospheric Implications of Increased Hydrogen Use. Verfügbar unter: <https://www.gov.uk/government/publications/atmospheric-implications-of-increased-hydrogen-use> [T]
- Umweltbundesamt [UBA] (2022, 30. November). Ist Wasserstoff treibhausgasneutral? Stand des Wissens in Bezug auf diffuse Wasserstoffemissionen und ihre Treibhauswirkung. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/ist-wasserstoff-treibhausgasneutral-stand-des> [T]
- Wallington, T., Woody, M., Lewis, G., Keoleian, G., Adler, E., Martins, J. & Collette, M. (2024). Green hydrogen pathways, energy efficiencies, and intensities for ground, air, and marine transportation, Joule, Volume 8, Issue 8, 2024, S. 2190-2207, ISSN 2542-4351. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2024.07.012> [T]
- Wappler, M., Unguder, D., Lu, X., Ohlmeyer, H., Teschke, H. & Lueke, W. (2022). Building the green hydrogen market – Current state and outlook on green hydrogen demand and electrolyzer manufacturing, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 47, Issue 79, S. 33551-33570, ISSN 0360-3199, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.07.253> [T][D]
- Webster, J. (2025, Juli). Transporting hydrogen: A global outlook on cross-border trade. Verfügbar unter: <https://www.atlanticcouncil.org/in-depth-research-reports/issue-brief/transporting-hydrogen-a-global-outlook-on-cross-border-trade/> [D]
- Wei, S., Sacchi, R., Tukker, A., Suh, S. & Steubing, B. (2024). Future environmental impacts of global hydrogen production, Energy Environ. Sci., 2024, Volume 17, S. 2157-2172. DOI: 10.1039/D3EE03875K [D]

- Westra, I., Scheeren, H., Stroo, F., Heuven, S. van, Kers, B. Peters, W. & Meijer, H. (2024). First detection of industrial hydrogen emissions using high precision mobile measurements in ambient air. *Sci Rep* 14, 24147 (2024). DOI: <https://doi.org/10.1038/s41598-024-76373-2> [T]
- Wietschel, M., Riemer, M., Thomann, J., Breitschopf, B., Fragoso, J., Wachsmuth, J., Weißenburger, B., Müller, V., Kantel, A., Karkossa, L., Marscheider-Weidemann, F., Pieton, N., Lenivova, V., Drechsler, B., Ragwitz, M., Ranzmeyer, O., Voglstätter, C., Mendler, F., Holst, M., Hank, C., Kunze, R., Vespermann, D., Thielmann, S., Quitzow, R., Stamm, A., Strohmaier, R., Thiel, Z., Müller, M. & Löschel, A. (2024). HYPAT Abschlussbericht. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Hrsg.) [T][D]
- World Energy Council (2019). *World Energy Scenarios 2019: Exploring Innovation Pathways to 2040*. Verfügbar unter: <https://www.worldenergy.org/publications/entry/world-energy-scenarios-2019-exploring-innovation-pathways-to-2040> [D]
- World Energy Council (2021a, September). Working Paper - Hydrogen on the Horizon: Hydrogen Demand and Cost Dynamics. Verfügbar unter: <https://www.worldenergy.org/publications/entry/working-paper-hydrogen-demand-and-cost-dynamics?send-resource=yes> [T]
- World Energy Council (2021b, September). Working Paper - Hydrogen on the Horizon: National Hydrogen Strategies. Verfügbar unter: <https://www.worldenergy.org/publications/entry/working-paper-hydrogen-on-the-horizon-national-hydrogen-strategies> [T][D]
- World Trade Organization [WTO] (2023). *International Trade and Green Hydrogen - Supporting the global transition to a low-carbon economy*. Verfügbar unter: <https://www.wto-ilibrary.org/content/books/9789287075635> [D]
- Zhang, Q., Wang, L., Chen, W. & Zhang, C. (2024). Assessing the impact of hydrogen trade towards low-carbon energy transition, *Applied Energy*, Volume 376, Part B, 2024, ISSN 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124233> [T][D]

Literaturverzeichnis Teil 2

- Ägypten: European Bank for Reconstruction & Development [EBRD] (2024, 9. Januar). Egypt's National Low Carbon Hydrogen Strategy – Short Version. Verfügbar unter: <https://ent.news/2024/8/1422.pdf>
- Algerien: Ministry of Energy and Renewable Energies (2023, September). *Stratégie Nationale de Développement de l'Hydrogène en Algérie*. Verfügbar unter: <https://www.energy.gov.dz/?article=strategie-nationale-de-dveloppement-de-l-hydrogene-en-algerie-4>
- Angola: DN Media Group (2023, 18. April). Angola will start shipping green hydrogen to Germany in 2024, becoming first African exporter,' says ambassador. Artikel. Verfügbar unter: <https://www.hydrogeninsight.com/production/angola-will-start-shipping-green-hydrogen-to-germany-in-2024-becoming-first-african-exporter-says-ambassador/2-1-1435866>

- Argentinien: Secretary of Strategic Affairs, Presidency (2023, September). National Strategy for the Development of the Hydrogen Economy. Verfügbar unter: https://emarr.cancilleria.gob.ar/userfiles/strategie_nationale_de_developpement_de_leconomie_de_hydrogene_0.pdf
- Armenien: Hovhannisyan, A. (2023, 9. November). Vahan Kerobyan: government is considering green hydrogen production project. Artikel. Verfügbar unter: https://finport.am/full_news.php?id=49195&lang=3
- Aserbaidshan: Ministry of Energy of the Republic of Azerbaijan (2024, November). Azerbaijan National Hydrogen Strategic Outlook. Verfügbar unter: https://drive.google.com/file/d/1y849_VgqjszNYVcxW9mNlkmmIp-bLKb6h/view?pli=1
- Australien: Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water (2024). National Hydrogen Strategy 2024. Verfügbar unter: <https://www.dcceew.gov.au/energy/publications/australias-national-hydrogen-strategy>
- Belgien: Ministry for Energy of Belgium (2022). Vision and Strategy Hydrogen - Update October 2022. Verfügbar unter: <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/View-strategy-hydrogen.pdf>
- Bhutan: Department of Energy, Ministry of Energy & Natural Resources (2024, Juni). Hydrogen Roadmap of Bhutan. Verfügbar unter: <https://www.moenr.gov.bt/wp-content/uploads/2017/07/National-Hydrogen-Roadmap.pdf>
- Brasilien: Ministry of Mines and Energy [MME] (2021, 14. Juni). Baseline to support the Brazilian Hydrogen Strategy. Verfügbar unter: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/NT_Hidrogeno%CC%82nio_EN_revMAE%20\(1\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/NT_Hidrogeno%CC%82nio_EN_revMAE%20(1).pdf)
- Brasilien: Ministério de Minas e Energia [MME] (2023). PLANO DE TRABALHO TRIENAL 2023-2025. Verfügbar unter: <https://www.gov.br/mme/pt-br/programa-nacional-do-hidrogenio-1>
- Bulgarien: Ministeriums für Innovation und Wachstum [MIG] (2023). Nacjonalna patna karta za podobryavane na usloviyata za razgrasthane na potencziala za razvitie na vodorodnite tehnologii i mehanizmite za proizvodstvo i dostavka na vodorod. Verfügbar unter: <https://www.mig.government.bg/wp-content/uploads/2023/04/nacjonalna-patna-karta-za-podobryavane-na-usloviyata-za-razgrasthane-na-potencziala-za-razvitie-na-vodorodnite-tehnologii-i-mehanizmite-za-proizvodstvo-i-dostavka-na-vodorod.pdf>
- Chile: Ministry of Energy, Government of Chile (2024, April). Green Hydrogen - Action Plan 2023-2030. Verfügbar unter: <https://www.planhidrogenoverde.cl/>
- Chile: Ministry of Energy, Government of Chile (2020, November). National Green Hydrogen Strategy. Verfügbar unter: https://energia.gob.cl/sites/default/files/national_green_hydrogen_strategy_-_chile.pdf
- China: National Development and Reform Commission [NDRC], People's Republic of China (2022, 29. März). China maps 2021-2035 plan on hydrogen energy development. Artikel. Verfügbar unter: https://en.ndrc.gov.cn/news/pressreleases/202203/t20220329_1321487.html

- China: National Energy Administration (2025). Chinas Bericht zur Wasserstoffenergieentwicklung (Übersetzt aus: 中国氢能发展报告). Verfügbar unter: https://www.nea.gov.cn/20250430/96022785b3a747248288ad1c57d3a025/2025043096022785b3a747248288ad1c57d3a025_35aeee443346424eb4a3da029cb007003c.pdf
- Costa Rica: Ministerio de Ambiente y Energía [MINAE] (2022). ESTRATEGIA NACIONAL DE HIDRÓGENO VERDE DE COSTA RICA. Verfügbar unter: <https://minae.go.cr/energia/Estrategia-Nacional-de-H2-Verde-Costa-Rica.pdf>
- Dänemark: Danish Ministry of Climate, Energy and Utilities (2021). The Governments strategy for Power-to-X. Verfügbar unter: https://www.en.kefm.dk/Media/637788859015138974/PtX%20strategi_ENG3.pdf
- Deutschland: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [BMWE] (2023). Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. Verfügbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsmministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/wasserstoff.html>
- Deutschland: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [BMWE] (2023). Nationale Wasserstoffstrategie: Klimaschutz für den Industriestandort Deutschland. Verfügbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/wasserstoff.html>
- ECOWAS: Economic Community of West African States [ECOWAS] (2023). ECOWAS Green Hydrogen Policy and Strategy Framework. Verfügbar unter: https://wascal.org/green-hydrogen/wp-content/uploads/2023/11/ecowas_green_hydrogen_policy_21112023.pdf
- Ecuador: Ministerio de Energía y Minas (2023, Juli). HOJA DE RUTA DEL HIDRÓGENO VERDE EN ECUADOR. Verfügbar unter: https://www.ambienteyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2023/11/hoja_de_ruta_hidrogeno_verde_Modificado.pdf
- Elfenbeinküste: Green Hydrogen Organisation (2023). GH2 Country Portal – Côte d'Ivoire. Artikel. Verfügbar unter: <https://gh2.org/countries/cote-divoire>
- Estland: Ministry of Climate, Republic of Estonia (2023). Estonian Hydrogen Roadmap. Verfügbar unter: <https://kliimaministeerium.ee/sites/default/files/documents/2023-07/Estonian%20hydrogen%20roadmap%20ENG.pdf>
- Finnland: H2 Cluster Finnland (2023, 27. Juni). Clean hydrogen economy strategy for Finland. Verfügbar unter: <https://h2cluster.fi/wp-content/uploads/2023/06/H2C-H2-Strategy-for-Finland.pdf>
- Frankreich: Franz. Gouvernement (2025, April). Strategie nationale de l'hydrogene decarbone 2025. Verfügbar unter: https://www.economie.gouv.fr/files/2025-04/strategie_nationale_hydrogene_decarbone_2025.pdf
- Frankreich: Franz. Gouvernement (2020). National strategy for the development of decarbonised and renewable hydrogen in France - [Provisional Draft English version]. Verfügbar unter: <https://www.bdi.fr/wp-content/uploads/2020/03/PressKitProvisionalDraft-National-strategy-for-the-development-of-decarbonised-and-renewable-hydrogen-in-France.pdf>

- Französisch-Guayana: Government of Guyana (2022, Juli). GUYANA'S LOW CARBON DEVELOPMENT STRATEGY 2030. Verfügbar unter: <https://lcds.gov.gy/guyanas-low-carbon-development-strategy-lcds-2030-october-2024-update/#>
- Griechenland: European Parliament (2025, 27. Februar). Greece's potential contribution to the EU green hydrogen strategy, Question for written answer E-000870/2025 to the Commission, Rule 144, Sakis Arnaoutoglou (S&D). Verfügbar unter: https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/E-10-2025-000870_EN.html
- Hong Kong: Environment and Ecology Bureau, The Government of the Hong Kong Special Administrative Region of the Peoples Republic of China (2024, Juni). THE STRATEGY OF HYDROGEN DEVELOPMENT in Hong Kong. Verfügbar unter: https://cnsd.gov.hk/strategy-of-hydrogen-development-in-hong-kong_book-let_en.pdf
- Indien: Ministry of New and Renewable Energy (2023, Januar). National Green Hydrogen Mission. Verfügbar unter: <https://mnre.gov.in/en/national-green-hydrogen-mission/>
- Indonesien: Ministry of Energy and Mineral Resources, Directorate General of New, Renewable Energy and Energy Conservation (2025). HIDROGEN DAN AMONIA NASIONAL. Verfügbar unter: <https://ebtke.esdm.go.id/elibrary>
- Indonesien: Ministry of Energy and Mineral Resources, Directorate General of New, Renewable Energy and Energy Conservation (2024). Strategi Hidrogen Nasional. Verfügbar unter: <https://ebtke.esdm.go.id/>
- Irland: Department of Climate, Energy and the Environment (2023, 12. Juli). National Hydrogen Strategy. Verfügbar unter: <https://www.gov.ie/en/department-of-climate-energy-and-the-environment/publications/national-hydrogen-strategy/>
- Island: Government of Iceland, Ministry of the Environment, Energy and Climate (2024, April). Hydrogen and E-fuels Roadmap for Iceland. Verfügbar unter: https://www.government.is/library/Files/240102_URN_RoadmapForIceland_V6.pdf
- Israel: Israel Ministry of Energy & Infrastructure (2023, November). Israel Hydrogen Strategy. Verfügbar unter: <https://www.gov.il/BlobFolder/news/news-150523-2/en/israel-hydrogen-strategy-english.pdf>
- Italien: Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica [MASE] (2024, November). Strategia Nazionale Idrogeno. Verfügbar unter: <https://www.mase.gov.it/portale/documents/d/guest/strategia-nazionale-idrogeno-pdf>
- Italien: Ministero dello sviluppo economico [MIMIT] (2020). Strategia Nazionale Idrogeno Linee Guida Preliminari. Verfügbar unter: https://www.mimit.gov.it/images/stories/documenti/Strategia_Nazionale_Idrogeno_Linee_guida_preliminari_nov20.pdf
- Japan: The Ministerial Council on Renewable Energy, Hydrogen and Related Issues [METI] (2023, 6. Juni). Basic Hydrogen Strategy. Verfügbar unter: https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/suiso_seisaku/pdf/20230606_5.pdf

- Japan: The Ministerial Council on Renewable Energy, Hydrogen and Related Issues [METI] (2017, 26. Dezember). Basic Hydrogen Strategy. Verfügbar unter: <https://www.innovation-riken.jp/wpsite/wp-content/uploads/2023/02/Basic-Hydrogen-Strategy-EN.pdf>
- Kanada: Government of Canada (2020, Dezember). Hydrogen Strategy for Canada - Seizing the Opportunities for Hydrogen. Verfügbar unter: <https://natural-resources.canada.ca/energy-sources/clean-fuels/hydrogen-strategy>
- Kasachstan: Government of Kazakhstan (2024, 27. September). Genehmigung des Konzepts zur Entwicklung der Wasserstoffenergie in der Republik Kasachstan bis 2030 (Übersetzte aus: утверждения Концепции развития водородной энергетики в Республике Казахстан до 2030 года). Verfügbar unter: https://www.gov.kz/uploads/2024/10/11/f899aceca38ab43924d29fa288d37767_original.1163974.pdf
- Katar: Qatar Environment and Energy Research Center [QEERI] (2025, April). Developing a Clean Hydrogen Industry in Qatar: Investment Costs, Uncertainties, and Critical Decisions. Verfügbar unter: <https://www.earthna.qa/sites/default/files/publications/attachments/2025-04/Developing%20a%20Clean%20Hydrogen%20Industry%20in%20Qatar-Print-Eng-Digital.pdf>
- Kenia: Ministry of Energy and Petroleum (2023). Green Hydrogen Strategy and Roadmap for Kenya. Verfügbar unter: https://www.eeas.europa.eu/sites/default/files/documents/2023/GREEN%20HYDROGEN%20EXEC_0209_0.pdf
- Kolumbien: Ministerio de Minas y Energía (2021). Colombia's Hydrogen Roadmap. Verfügbar unter: https://www.minenergia.gov.co/documents/5862/Colombias_Hydrogen_Roadmap_2810.pdf
- Kroatien: Ministry of Economy and Sustainable Development (2022, März). Hydrogen Strategy of the Republic of Croatia until 2050. verfügbar unter: <https://mingo.gov.hr/UserDocsImages/UPRAVA%20ZA%20ENERGETIKU/Croatian%20Hydrogen%20Strategy%20ENG%20FIN%2022%208.pdf>
- Laos: Ministry of Energy and Mines (2024). Lao PDR National Green Hydrogen and Ammonia Roadmap. Verfügbar unter: https://climatecompatiblegrowth.com/wp-content/uploads/Report-Final-Draft_Signed-01-1.pdf
- Lettland: Ministry of Economics (2024). Latvia Advances Towards the Development of the Hydrogen Sector. Artikel. Verfügbar unter: <https://www.em.gov.lv/en/article/latvia-advances-towards-development-hydrogen-sector>
- Litauen: Lietuvos Respublikos Energetikos Ministras (2024). Dėl Vandenilio plėtros Lietuvoje 2024–2050 m. gairių patvirtinimo. Verfügbar unter: <https://e-seimas.lrs.lt/portal/legalAct/lt/TAD/10783411040711ef8e4be9fad87afa59?jfwid=jrf97qh9r>
- Luxemburg: Ministère de l'Énergie et de l'Aménagement du territoire (2021). Stratégie hydrogène du Luxembourg. Verfügbar unter: https://gouvernement.lu/fr/actualites/toutes_actua-lites/communiqués/2021/09-septembre/27-turmes-hydrogene.html
- Malaysia: Malaysian Science, Technology Information Center [MASTIC] (2023, Dezember). Hydrogen Economy & Technology Roadmap. Verfügbar unter: <https://mastic.mosti.gov.my/publication/hydrogen-economy-technology-roadmap/>

- Malta: Government of Malta (2023, September). Draft National Energy and Climate Plan 2021-2030. Verfügbar unter: <https://sostenibilita.gov.mt/wp-content/uploads/2023/10/National-Energy-and-Climate-Plan-2021-2030.pdf>
- Marokko: Ministre de la Transition Énergétique et du Développement Durable (2021, Januar). Feuille de Route de l'Hydrogene Vert. Verfügbar unter: https://www.mem.gov.ma/Lists/Lst_rapports/Attachments/36/Feuille%20de%20route%20de%20hydrog%C3%A8ne%20vert.pdf
- Mauretanien: Ministère du Pétrole, des Mines et de l'Energie (2022, April). Feuille de route hydrogène vert Mauritanie. Verfügbar unter: <https://www.energies-petrole.gov.mr/fr/feuille-de-route-hydrog%C3%A8ne-mauritanie>
- Mauritius: Ministry of Energy and public Utilities (2025, 8. Mai). Award of Procurement Contract Notice under Section 40 (7) of the Public Procurement Act 2006. Verfügbar unter: <https://eproc.publicprocurement.govmu.org/search>
- Mexiko: Instituto Nacional de Ecologia y Cambio Climatico (2023). Evaluacion de la Estrategias de Descarbonizacion para la Actualizacion de la Estrategia Nacional de Cambio Climatico de Mexico. Verfügbar unter: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/921441/05_2024_Informe_Modelaciones_110624_v7.pdf
- Mosambik: Government of Mocambique (2025, 2. Juli). Estrategia de Transicao Energetica. Verfügbar unter: <https://www.aler-renovaveis.org/contents/activitiesspeakers-documents/36-aler-estrategia-transicao-energetica-mocambique.pdf>
- Namibia: Ministry of Mines and Energy Namibia (2022, November). Namibia - Green Hydrogen and Derivatives Strategy. Verfügbar unter: https://www.ensafrika.com/uploads/newsarticles/0_namibia-gh2-strategy-rev2.pdf
- Neuseeland: Ministry of Business, Innovation and Employment [MBIE] (2024, November). Hydrogen Action Plan. Verfügbar unter: <https://www.mbie.govt.nz/building-and-energy/energy-and-natural-resources/energy-generation-and-markets/hydrogen>
- Neuseeland: Ministry of Business, Innovation and Employment [MBIE] (2019, September). A vision for hydrogen in New Zealand: Green paper. Verfügbar unter: <https://www.mbie.govt.nz/building-and-energy/energy-and-natural-resources/energy-generation-and-markets/hydrogen>
- Neuseeland: Ministry of Business, Innovation and Employment [MBIE] (2023, August). Interim Hydrogen Roadmap: Public Consultation Submissions Summary. Verfügbar unter: <https://www.mbie.govt.nz/building-and-energy/energy-and-natural-resources/energy-generation-and-markets/hydrogen>
- Niederlande: Government of the Netherlands (2020, 6. April). Government Strategy on Hydrogen. Verfügbar unter: <https://www.government.nl/documents/publications/2020/04/06/government-strategy-on-hydrogen>
- Nigeria: Energy Commission of Nigeria (2022, 27. April). National Energy Policy. Verfügbar unter: https://energy.gov.ng/Energy_Policies_Plan/APPROVED_REVISSED_NEP_2022.pdf

- Norwegen: Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, Norwegian Ministry of Climate and Environment (2020, 3. Juni). The Norwegian Government's hydrogen strategy. Verfügbar unter: <https://www.regjeringen.no/en/documents/the-norwegian-governments-hydrogen-strategy/id2704860/>
- Oman: Ministry of Energy and Minerals (2022, October). Green Hydrogen in Oman. Verfügbar unter: https://hydrom.om/events/hydromlaunch/221023_MEM_En.pdf
- Österreich: Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie [BMK] (2022). Wasserstoffstrategie für Österreich. Verfügbar unter: <https://nachhaltigwirtschaften.at/de/publikationen/strategien/wasserstoffstrategie-fuer-oesterreich.php>
- Pakistan: Engineering Review (2024, 4. Juli). Hydrogen Strategy 2025: Recommendations for Pakistan. Artikel. Verfügbar unter: <https://engineeringreview.com.pk/hydrogen-strategy-2025-recommendations-for-pakistan>
- Panama: Secretaria Nacional de Energia (2024, 28. April). Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados de Panamá, RESOLUCION N.º MIPRE-2023-0015577. Verfügbar unter: https://www.gacetaoficial.gob.pa/pdfTemp/29771_B/98196.pdf
- Paraguay: Vice Ministry of Mines and Energy [VMME] (2021, Juni). Towards the Green Hydrogen Roadmap in Paraguay. Verfügbar unter: https://minasyenergia.mopc.gov.py/pdf/H2/DIGITAL_ENG_H2_Marco_Conceptual.pdf
- Peru: Asociacion Peruana de Hidrogeno (2022, März). Bases y recomendaciones para la elaboración de la Estrategia de Hidrógeno Verde en el Perú. Verfügbar unter: https://h2.pe/uploads/01_Bases-para-la-elaboracion-estrategia-H2V-Peru.pdf
- Polen: Ministerstwo Klimatu i Środowiska (2021). Polska Strategia Wodorowa do roku 2030. Verfügbar unter: <https://www.gov.pl/web/klimat/polska-strategia-wodorowa-do-roku-2030>
- Portugal: Directorate-General for Energy and Geology (2020). National Strategy for Hydrogen. Verfügbar unter: <https://www.dgeg.gov.pt/en/transversal-areas/international-affairs/energy-policy/national-strategy-for-hydrogen/>
- Romänien: Ministry of Economy (2023). National Hydrogen Strategy and Action Plan 2023-2030. verfügbar unter: <https://energie.gov.ro/wp-content/uploads/2023/05/EN-Proiect-National-Hydrogen-Strategy.pdf>
- Russland: Vorsitzender der Regierung der Russischen Föderation (2020, 12. Oktober). Entwicklung der Wasserstoffenergie in der Russischen Föderation bis 2024 (Übersetzt aus: мероприятия "Развитие водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года"). Verfügbar unter: <http://static.government.ru/media/files/7b9bst-NfV640nCkkAzCRJ9N8k7uhW8mY.pdf>
- Saudi Arabien: Ministry of Finance (2024, März). Kingdom of Saudi Arabia - Green Financing Framework. Verfügbar unter: <https://ndmc.gov.sa/investorsrelations/Documents/Green-Financing-Framework-KSA-16April2024.pdf>
- Schottland: Scottish Government (2022, 14. Dezember). Hydrogen action plan. Verfügbar unter: <https://www.gov.scot/publications/hydrogen-action-plan/documents/>

- Schweden: Fossil Free Sweden (2021). Strategy for fossil free competitiveness - Hydrogen. Verfügbar unter: <https://fossilfrittssverige.se/en/start-english/strategies/hydrogen/>
- Schweiz: Schweizer Eidgenossenschaft, Der Bundesrat (2024, 13. Dezember). Wasserstoffstrategie für die Schweiz. Verfügbar unter: <https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/91122.pdf>
- Singapur: Ministry of Trade and Industry Singapore [MIT] (2022, Oktober). Singapore's National Hydrogen Strategy. Verfügbar unter: <https://www.mti.gov.sg/energy-and-carbon/energy-supply/low-carbon-alternatives/hydrogen/>
- Slowakei: Ministry of Economy of the Slovak Republic (2021). National Hydrogen Strategy: Ready for the Future. Verfügbar unter: https://nvas.sk/NVS_EN.pdf
- Slowenien: Balkan Energy News (2025, 20. Juni). Slovenia preparing hydrogen action plan until 2030. Artikel. Verfügbar unter: <https://balkangreenenergynews.com/slovenia-preparing-hydrogen-action-plan-until-2030/>
- Spanien: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2020). Hoja de Ruta del Hidrógeno. Verfügbar unter: <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/hidrogeno.html>
- Sri Lanka: PDASL (2024, Juli). Sri Lanka National Hydrogen Roadmap. Verfügbar unter: https://pdasl.gov.lk/wp-content/uploads/2024/07/Sri-Lanka-National-Hydrogen-Roadmap_Final.pdf
- Süd Afrika: Department Trade, Industry and Competition [dtic] (2022, 30. November). Green Hydrogen Commercialisation Strategy for South Africa - Final Report. Verfügbar unter: <https://www.thedtic.gov.za/wp-content/uploads/Full-Report-Green-Hydrogen-Commercialisation-Strategy.pdf>
- Süd Korea: Government of Korea (2019, Januar). Hydrogen Economy Roadmap of Korea. Verfügbar unter: https://docs.wixstatic.com/ugd/45185a_551e67dca75340569e68e37eea18f28e.pdf
- Tadschikistan: Reuters (2023, 25. September). Hydro-rich Tajikistan plans to produce 1 mln tons of hydrogen by 2040. Artikel. Verfügbar unter: <https://www.reuters.com/business/energy/hydro-rich-tajikistan-plans-produce-1-mln-tons-hydrogen-by-2040-2023-09-25/>
- Thailand: Ministry of Energy (2024, 30. August). Thailand Hydrogen Strategy & Roadmap. Verfügbar unter: https://apecctf.org/wp-content/uploads/2024/09/3_Wongkot_20240830_APEC_forsight_Strategic-insights-Navigating-hydrogen.pdf
- Trinidad und Tobago: Inter-American Development Bank (2022, November). The Roadmap for a Green Hydrogen Economy In Trinidad & Tobago. Verfügbar unter: <https://www.planning.gov.tt/sites/default/files/The-roadmap-for-a-green-hydrogen-economy-in-Trinidad-and-Tobago%20-%20Nov.%202022.pdf>
- Tschechien: Ministry of Industry and Trade of the Czech Republic (2021). The Czech Republic's Hydrogen Strategy. Verfügbar unter: https://mpo.gov.cz/assets/cz/prumysl/strategie-projekty/2021/9/Hydrogen-Strategy_CZ_2021-09-09.pdf

- Tschechien: Ministerstvo průmyslu a obchodu České republiky (2024). Vodíková strategie České republiky aktualizace 2024. Verfügbar unter: <https://mpo.gov.cz/assets/cz/prumysl/strategicke-projekty/2024/7/Vodikova-strategie-CR-aktualizace-2024.pdf>
- Tunesien: GFA/ALCOR, Ministry of Industry, Mines and Energy (2024). National Strategy for the Development of Green Hydrogen and its Derivatives in Tunisia. Verfügbar unter: <https://www.energiemines.gov.tn/fileadmin/docs-ul/Re%CC%81sume%CC%81 stratei%CC%80gie nationale MIME-WEB.pdf>
- Türkei: Ministry of Energy and natural Resources, Republik of Türkiye (2023). Türkiye Hydrogen Technologies Strategy and Roadmap. Verfügbar unter: https://enerji.gov.tr/Media/Dizin/SGB/en/HSP_en/ETKB_Hydrogen_T_Strategies.pdf
- Turkmenistan: State Energy Institute of Turkmenistan (2023). Green Hydrogen in Turkmenistan - Prospects and Challenges. Verfügbar unter: https://secca.eu/wp-content/uploads/2023/12/Session-4-2-Aganiyaz-Jumayev_ENG.pdf
- Uganda: Ministry of Energy and Mineral Development (2023, April). Energy Policy for Uganda 2023. Verfügbar unter: <https://nrep.ug/wp-content/uploads/2023/09/Energy-Policy-for-Uganda-2023.pdf>
- Verinigtes Königreich: Department for Energy Security and Net Zero (2024, Dezember). Hydrogen strategy update to the market: December 2024. Verfügbar unter: <https://www.gov.uk/government/publications/hydrogen-strategy-update-to-the-market-december-2024>
- Verinigtes Königreich: Department for Energy Security and Net Zero (2021, 17. August). UK hydrogen strategy. Verfügbar unter: <https://www.gov.uk/government/publications/uk-hydrogen-strategy>
- Ukraine: Ministry of Energy of Ukraine (2024, 8. Februar). Bekanntmachung über die Veröffentlichung des Entwurfs einer Entschließung des Ministerkabinetts der Ukraine „Über die Genehmigung der Wasserstoffstrategie der Ukraine für den Zeitraum bis 2050 und die Genehmigung des operativen Maßnahmenplans zu ihrer Umsetzung“ (Übersetzte aus :Повідомлення про оприлюднення проекту розпорядження Кабінету Міністрів України «Про схвалення Водневої стратегії України на період до 2050 року та затвердження операційного плану заходів з її реалізації»). Verfügbar unter: <https://mev.gov.ua/proyekt-normatyvno-pravovoho-aktu/povidomlennya-pro-oprylyudnennya-proyektu-rozporyadzhennya-2>
- Ungarn: Innovációs és Technológiai Minisztérium (2021, 15. Juni). Magyarország Nemzeti Hidrogénstratégiaja - Stratégia (EN). Verfügbar unter: <https://kormany.hu/dokumentumtar/magyarorszag-nemzeti-hidrogenstrategiaja>
- Uruguay: Ministerio de Industria, Energía y Minería (2024, 16. Juli). Hoja de Ruta de Hidrógeno Verde en Uruguay. Verfügbar unter: <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/comunicacion/noticias/hoja-ruta-hidrogeno-verde-uruguay-0>
- Vereinigte Staaten: U.S. Department of Energy [DOE] (2023, Juni). U.S. National Hydrogen Strategy and Roadmap. Verfügbar unter: <https://www.hydrogen.energy.gov/library/roadmaps-vision/clean-hydrogen-strategy-roadmap>

- Vereinigte Arab. Emirate: Ministry of Energy and Infrastructure [MoEI] (2023, Juni). National Hydrogen Strategy United Arab Emirates. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/hydrogen-strategy-uae.html>
- Vietnam: Socialist Republic of Vietnam (2024, 7. Februar). Approving Vietnams Hydrogen Energy Development Strategy by 2030, with a Vision to 2050. Verfügbar unter: <https://thuvienphapluat.vn/van-ban/EN/Tai-nguyen-Moi-truong/Decision-165-QD-TTg-2024-approving-Vietnam-s-hydrogen-energy-development-2030-2050/611108/tieng-anh.aspx>
- Zypern: Ministry of Energy Commerce and Industry (2025, Februar). Nationale Strategie Zyperns zu Wasserstoff (Übersetzte aus: Εθνική Στρατηγική Κύπρου για το Υδρογόνο). Verfügbar unter: <https://www.energy.gov.cy/en/press-room/public-consultation/285/?ctype=ar>

Eigenständigkeitserklärung

Matrikelnummer: 120133864

Ich, versichere hiermit, dass ich die Prüfung selbständig bearbeitet habe. Insbesondere versichere ich, keine Hilfe anderer Personen bei der Anfertigung in Anspruch genommen zu haben. Ich habe nur die erlaubten und dokumentierten Hilfsmittel benutzt. Ich versichere, dass die Kennzeichnung des KI-Einsatzes vollständig ist. Im Anhang K "Übersicht verwendeter Hilfsmittel" habe ich die verwendeten KI-Tools mit ihrem Produktnamen aufgeführt.

Mit Abgabe der vorliegenden Leistung übernehme ich die Verantwortung für die Inhalte und Ergebnisse der Arbeit. Mir ist bekannt, dass eine unwahre Erklärung rechtliche Folgen hat und insbesondere dazu führen kann, dass die Prüfung als nicht bestanden bewertet wird. Darüber hinaus ist mir bekannt, dass ich im Wiederholungsfalle oder in schwerwiegenden Fällen, von der Erbringung von weiteren Prüfungsleistungen ausgeschlossen werden kann (§ 20 Abs. 3 Rahmenprüfungs- und Rahmenstudienordnung).

Erfurt, 08.12.2025

Ort, Datum



Unterschrift

Anhang

Anhang A:	Auszug der Top 40 Teilnehmer von 2024 am weltweiten Wasserstoffhandel in den Jahren 2019 bis 2024 (Kap 2.3).....	XIV
Anhang B:	Auflistung globaler Wasserstoff-Bedarfsszenarien (Kap 5.1.1).....	XV
Anhang B:	Graphische Darstellung der unterschiedlichen Wasserstoff-Bedarfsszenarien auf globaler Ebene (Kap 5.1.1)	XVI
Anhang C:	Errechneter zukünftiger Wasserstoffbedarf nach Weltregionen (Kap. 5.1.2)	XVII
Anhang D:	Anteil der Herstellungstechnologie in den Weltregionen (Kap 5.2.1)	XVIII
Anhang D:	Eigenversorgungsrate der Regionen Tabelle (Kap 5.2.1)	XVIII
Anhang E:	Tabellarische Auswertung nationaler Wasserstoffstrategien (Kap. 5.2.2).....	XIX
Anhang F:	Errechnete Handelsstruktur - Importanteile der Weltregionen (Kap. 5.2.3)	XXIII
Anhang G:	Modelliertes Handelsvolumen in kt zwischen den Weltregionen (Kap 5.2.4)	XXIV
Anhang H:	Rasterkarten zu den weltweiten Wasserstoffemissionen (Kap 5.3.1)	XXVII
Anhang I:	Wasserstoffemissionen entlang der Prozesse in den Szenarien (Kap 5.3.2)	XXXII
Anhang J:	Wasserstoffemissionen in kt nach Weltregion, Szenario und Jahr (Kap 5.3.3)	XXXII
Anhang K:	Übersicht verwendeter Hilfsmittel	XXXIII

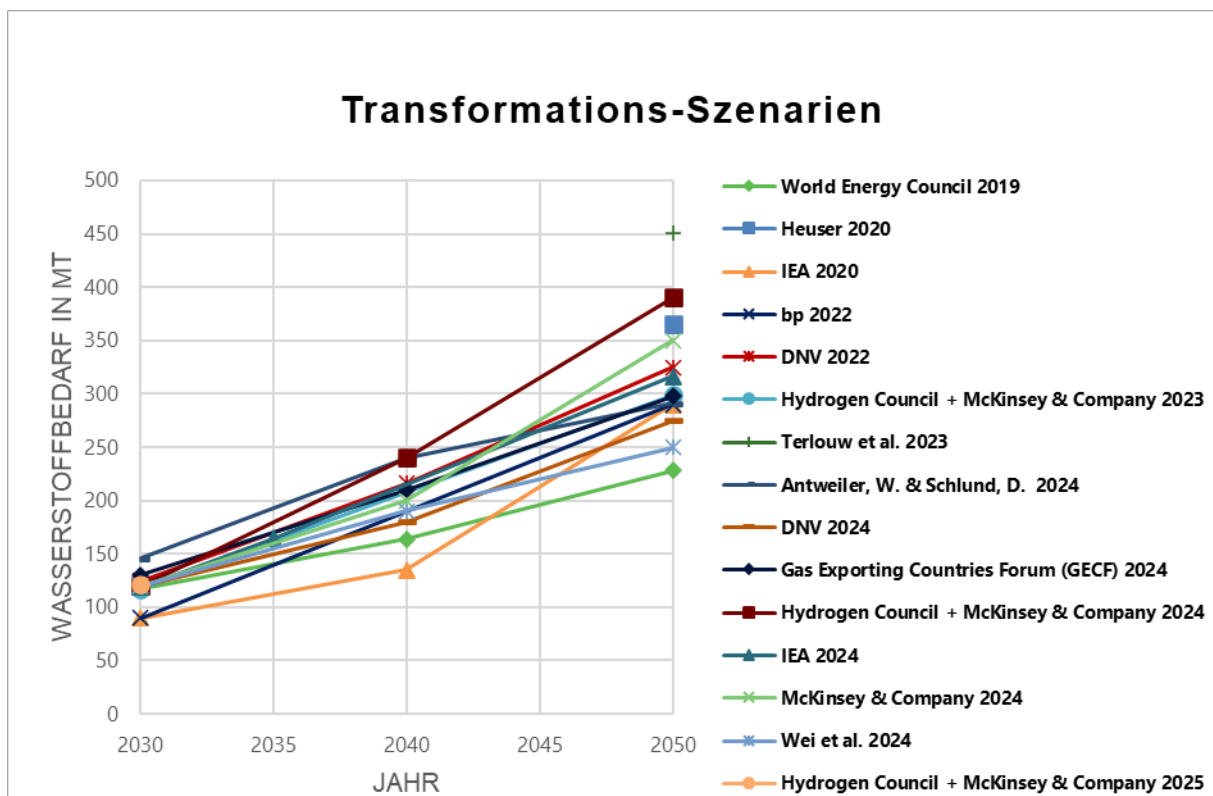
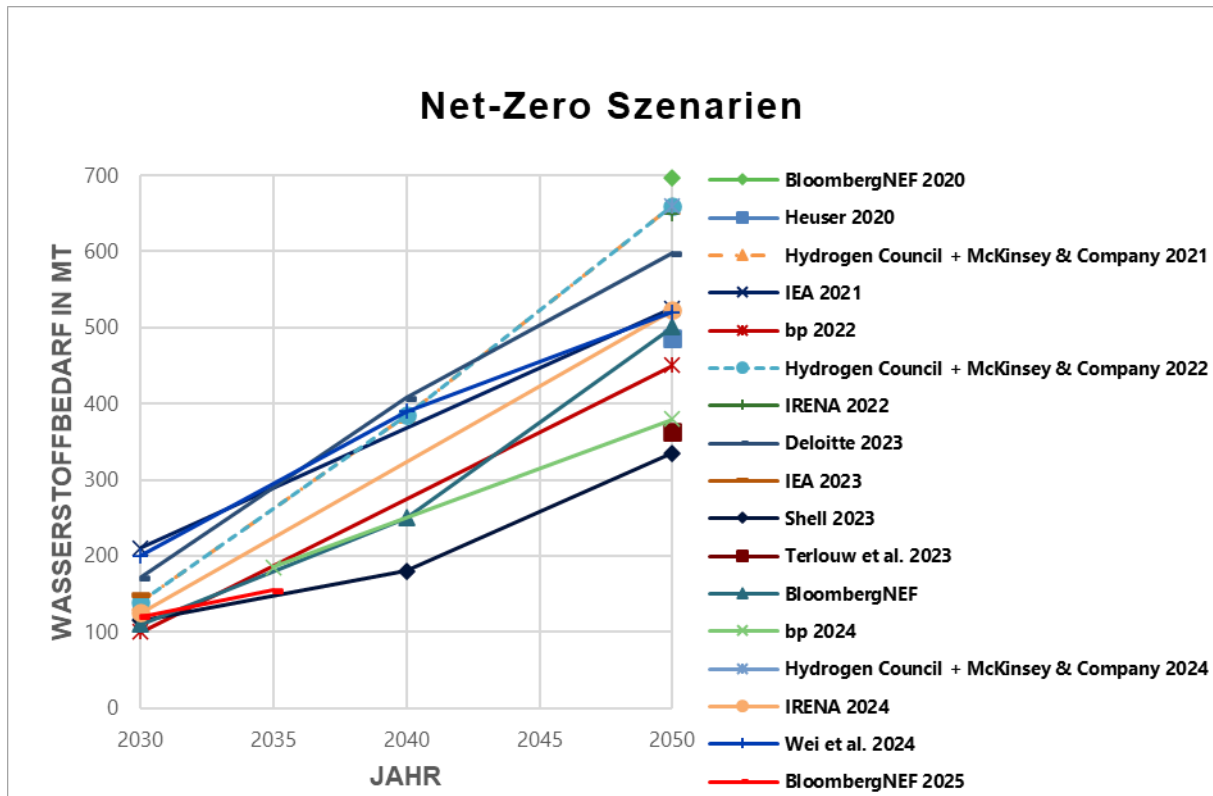
Anhang A: Auszug der Top 40 Teilnehmer von 2024 am weltweiten Wasserstoffhandel in den Jahren 2019 bis 2024 (Kap 2.3)

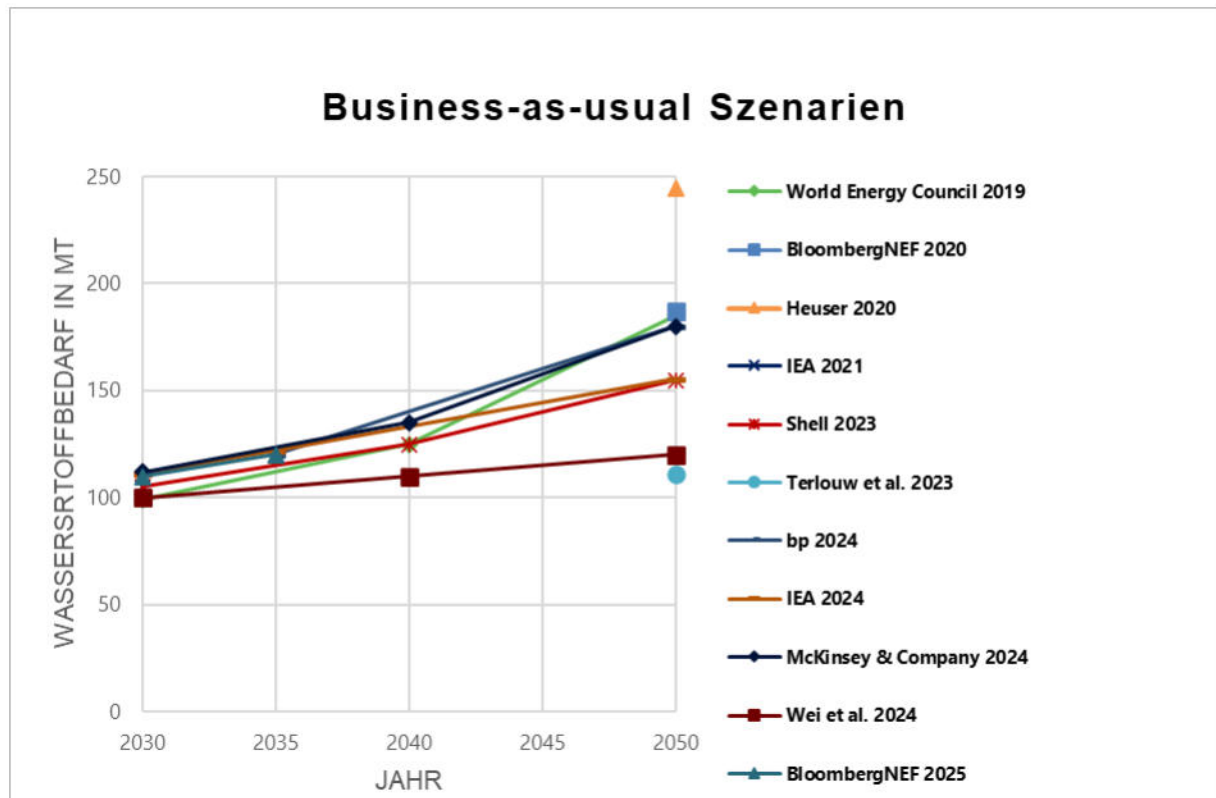
Importers	2019		2020		2021		2022		2023		2024	
	Importmenge	Importwert in Tsd. USD	Importmenge	Importwert in Tsd. USD	Importmenge	Importwert in Tsd. USD	Importmenge	Importwert in Tsd. USD	Importmenge	Importwert in Tsd. USD	Importmenge	Importwert in Tsd. USD
World	-	168638	-	115916	-	174293	-	306028	-	235321	-	199138
Angola	23 Tons	60	7 Tons	50	36 Tons	125	122 Tons	1307	19 Tons	75	25 Tons	166
Australia	55 Tons	38	1 Tons	25	0 Tons	5	1 Tons	325	0 Tons	55	0 Tons	218
Austria	No Quantity	3058	712 Tons	2386	936 Tons	2916	1008 Tons	4610	828 Tons	4114	815 Tons	3486
Belgium	49855287 Cubic meters	60668	5133278 Cubic meters	1541	736 Tons	2086	541 Tons	2904	670 Tons	4444	799 Tons	4069
Bulgaria	13 Tons	114	7 Tons	87	7 Tons	93	18 Tons	212	30 Tons	134	13 Tons	175
Canada	4425 Tons	3879	5771 Tons	3882	6683 Tons	4146	7627 Tons	6773	4680 Tons	6713	4119 Tons	7985
China	0 Mixed	28	0 Tons	373	0 Tons	293	0 Tons	6	0 Tons	430	2 Tons	358
Croatia	20 Tons	168	19 Tons	123	17 Tons	123	18 Tons	204	22 Tons	316	16 Tons	314
Czech Republic	307 Tons	1402	378 Tons	2389	335 Tons	2436	375 Tons	5301	377 Tons	4771	511 Tons	5296
Denmark	117 Tons	347	399 Tons	703	621 Tons	977	526 Tons	3477	216 Tons	2560	571 Tons	2520
France	2271 Tons	8510	918 Tons	4536	1184 Tons	4063	1117 Tons	8449	1239 Tons	10324	2252 Tons	10855
Germany	1395 Tons	6314	1285 Tons	6670	771 Tons	5913	500 Tons	6860	591 Tons	9052	568 Tons	7140
Greece	7 Tons	153	30 Tons	111	12 Tons	93	21 Tons	162	41 Tons	192	10 Tons	180
India	152 Tons	233	100 Tons	157	0 Tons	4	0 Tons	25	0 Tons	159	14 Tons	676
Indonesia	368 Tons	91	539 Tons	143	337 Tons	514	7182 Tons	1325	8754 Tons	1136	5472 Tons	1131
Ireland	126 Tons	832	125 Tons	971	300 Tons	2277	596 Tons	5311	236 Tons	3817	315 Tons	3901
Israel	No Quantity	532	No Quantity	866	127 Tons	726	119 Tons	1081	No Quantity	1007	120 Tons	1378
Italy	No Quantity	1225	143 Tons	972	153 Tons	978	132 Tons	1217	56 Tons	828	75 Tons	1080
Jamaica	31 Tons	19	14 Tons	7	38 Tons	21	96 Tons	21	95 Tons	54	0 Cubic meters	212
Kazakhstan	43 Tons	269	16 Tons	120	32 Tons	133	41 Tons	168	32 Tons	172	57 Tons	669
Korea, Republic of	67 Tons	532	67 Tons	383	2 Tons	366	4 Tons	658	1 Tons	225	2 Tons	354
Luxembourg	1031 Tons	3045	545 Tons	1641	298 Tons	930	928 Tons	2577	175 Tons	499	79 Tons	225
Malaysia	16476 Cubic meters	286	201925 Cubic meters	4567	93879 Cubic meters	2447	99187 Cubic meters	5338	267203 Cubic meters	5579	117335 Cubic meters	4899
Mexico	No Quantity	2834	0 Tons	0	7876 Tons	3642	7139 Tons	3449	35829 Tons	6957	56708 Tons	6489
Netherlands	961 Tons	4816	2894 Tons	8677	14175 Tons	52528	2789 Tons	153847	20867 Tons	81250	12004 Tons	44319
Norway	108 Tons	362	39 Tons	242	109 Tons	353	153 Tons	343	90 Tons	1359	169 Tons	1487
Poland	174 Tons	800	155 Tons	830	166 Tons	1030	177 Tons	1638	156 Tons	1784	316 Tons	2262
Portugal	55 Tons	421	15 Tons	335	114 Tons	563	149 Tons	470	154 Tons	563	622 Tons	1076
Romania	124 Tons	480	31 Tons	156	37 Tons	196	43 Tons	287	36 Tons	338	33 Tons	266
Saudi Arabia	8 Tons	111	4 Tons	28	15 Tons	64	46 Tons	115	40 Tons	383	62 Tons	248
Senegal	19 Tons	119	8 Tons	90	22 Tons	218	10 Tons	157	7 Tons	146	22 Tons	365
Singapore	No Quantity	693	No Quantity	5016	No Quantity	18192	64 Tons	17555	155 Tons	3378	94 Tons	2825
Slovakia	114 Tons	497	121 Tons	519	125 Tons	531	131 Tons	1189	164 Tons	2258	159 Tons	1700
Spain	38 Tons	268	53 Tons	401	50 Tons	450	91 Tons	1239	No Quantity	1031	97 Tons	656
Sweden	11 Tons	155	42 Tons	519	11 Tons	260	11 Tons	330	75 Tons	360	156 Tons	374
Switzerland	130 Tons	836	171 Tons	1009	207 Tons	1108	260 Tons	1351	246 Tons	1640	163 Tons	1194
Turkiye	2 Tons	44	2 Tons	63	3 Tons	76	7 Tons	195	13 Tons	365	9 Tons	336
Ukraine	8 Tons	62	9 Tons	64	8 Tons	68	6 Tons	60	22 Tons	377	16 Tons	178
United Kingdom	553 Tons	1842	259 Tons	1489	303 Tons	2737	1514 Tons	5185	436 Tons	4354	537 Tons	7750
United States of America	n.a.	57963	n.a.	60482	n.a.	57532	n.a.	53615	n.a.	68100	n.a.	67473

Anhang B: Auflistung globaler Wasserstoff-Bedarfsszenarien (Kap 5.1.1)

Hrsg.	Jahr	Vergleichbare Rahmenbedingungen der Szenarien							
		Hoch		Mittel		Niedrig		Sonstige	
World Energy Council	2019			Unfinished Symphony 2030 117 Mt 2040 164 Mt 2050 228 Mt		Modern Jazz 2030 99 Mt 2040 125 Mt 2050 185 Mt			
BloombergNEF	2020	Strong Policy 2050 696 Mt				Weak policy 2050 187 Mt		Theoretical Max 2050 1370 Mt	
Heuser	2020	High 2050 487 Mt		Reference 2050 365,20		Low 2050 245 Mt			
IEA	2020			Sustainable Development 2030 90 Mt 2040 135 Mt 2050 290 Mt					
Energy Transitions Commission	2021							Hydrogen Economy 2030 115 Mt 2040 475 Mt 2050 814 Mt	
Hydrogen Council + McKinsey & Company	2021	Net Zero Scenario 2030 140 Mt 2040 385 Mt 2050 660 Mt							
IEA	2021	Net Zero Emissions 2030 210 Mt 2050 525 Mt				Announced Industrial Plans 2030 105 Mt			
bp	2022	Net Zero 2030 100 Mt 2050 450 Mt		Accelerated 2030 90 Mt 2050 290 Mt					
DNV	2022			n. a. 2030 125 Mt 2040 216 Mt 2050 325 Mt					
Hydrogen Council + McKinsey & Company	2022	Efficient Decarbonization 2030 140 Mt 2040 385 Mt 2050 660 Mt							
IRENA	2022	1.5°C Scenario 2050 650 Mt							
Deloitte	2023	Net Zero 2030 172 Mt 2040 407 Mt 2050 598 Mt							
Hydrogen Council + McKinsey & Company	2023			Further Acceleration 2030 117 Mt 2050 299 Mt					
IEA	2023	NZE 2030 150							
Shell	2023	Sky 2050 2030 115 Mt 2040 180 Mt 2050 335 Mt				Archipelagos 2030 105 Mt 2040 125 Mt 2050 155 Mt			
Terlouw et al.	2023	1.5 °C 2050 364 Mt		2°C 2050 451 Mt		Business-as-usual 2050 111 Mt			
Antweiler, W. & Schlund, D.	2024			Low Trade Cost 2030 146 Mt 2040 240 Mt 2050 291 Mt					
BloombergNEF	2024	Net Zero 2030 110 Mt 2040 250 Mt 2050 501 Mt							
bp	2024	Net Zero 2035 185 Mt 2050 380 Mt				Current Trajectory 2035 120 Mt 2050 180 Mt			
Breyer et al.	2024							Power-to-X Economy 2030 120 Mt 2040 810 Mt 2050 1850 Mt	
DNV	2024			n. a. 2030 120 Mt 2040 180 Mt 2050 275 Mt					
Gas Exporting Countries Forum	2024			GECF GGM 2030 130 Mt 2040 210 Mt 2050 298 Mt					
Hydrogen Council + McKinsey & Company	2024	Net Zero - 1,5 °C 2050 660 Mt		1.9 Degrees Trajectory 2030 120 Mt 2040 240 Mt 2050 390 Mt					
IEA	2024			Announced Pledges 2030 119 Mt 2035 165 Mt 2050 317 Mt		Stated Policies 2030 111 Mt 2035 122 Mt 2050 156 Mt			
IRENA	2024	1.5°C Scenario 2030 125 Mt 2050 523 Mt							
McKinsey & Company	2024			Sustainable Transformation 2030 120 Mt 2040 200 Mt 2050 350 Mt		Slow Evolution 2030 112 Mt 2040 135 Mt 2050 180 Mt		Continued Momentum 2030 113 Mt 2040 157 Mt 2050 245 Mt	
Wei et al.	2024	NZE 2030 200 Mt 2040 390 Mt 2050 520 Mt		APS 2030 120 Mt 2040 190 Mt 2050 250 Mt		STEPS 2030 100 Mt 2040 110 Mt 2050 120 Mt			
BloombergNEF	2025	Net Zero Scenario 2030 120 Mt 2035 155 Mt				Economic Transition 2030 110 Mt 2035 120 Mt			
Hydrogen Council + McKinsey & Company	2025			Sustainable Transformation 2030 122 Mt					

Anhang B: Graphische Darstellung der unterschiedlichen Wasserstoff-Bedarfsszenarien auf globaler Ebene (Kap 5.1.1)





Anhang C: Errechneter zukünftiger Wasserstoffbedarf nach Weltregionen (Kap. 5.1.2)

Weltregion	Bedarfsszenario								
	Niedrig			Mittel			Hoch		
	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
ECOWAS-Region	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Europa	21,70	25,83	37,20	23,83	39,72	59,28	26,67	73,34	100,01
Lateinamerika	5,85	6,96	10,03	7,05	11,75	17,53	8,65	23,78	32,42
Naher Osten	25,53	30,39	43,76	20,29	33,81	50,47	13,30	36,58	49,88
Nordafrika	0,00	0,00	0,00	2,85	4,75	7,09	6,65	18,29	24,94
Nordamerika	28,72	34,19	49,23	28,28	47,14	70,35	27,70	76,18	103,88
Ozeanien	7,97	9,49	13,67	7,41	12,35	18,43	6,65	18,29	24,94
Subsahara-Afrika	0,77	0,91	1,31	4,54	7,57	11,30	9,58	26,34	35,91
Südostasien	12,76	15,19	21,88	18,95	31,58	47,14	27,20	74,81	102,01
Zentral Asien	1,70	2,03	2,92	6,80	11,34	16,92	13,60	37,40	51,00

Wasserstoffbedarf der Weltregionen in Millionen Tonnen

Anhang D: Anteil der Herstellungstechnologie in den Weltregionen (Kap 5.2.1)

Weltregion	2030			2040			2050		
	Grün	Blau	Grau	Grün	Blau	Grau	Grün	Blau	Grau
ECOWAS-Region	0,0%	7,4%	92,6%	82,9%	9,9%	7,2%	94,7%	5,1%	0,3%
Europa	24,4%	39,0%	36,6%	38,3%	59,6%	2,1%	66,1%	32,3%	1,6%
Lateinamerika	27,9%	7,2%	64,9%	60,0%	28,6%	11,4%	78,0%	18,9%	3,0%
Naher Osten	0,0%	63,2%	36,8%	27,7%	61,7%	10,6%	25,0%	75,0%	0,0%
Nordafrika	0,0%	7,4%	92,6%	82,9%	9,9%	7,2%	94,7%	5,1%	0,3%
Nordamerika	8,8%	17,6%	73,5%	37,0%	39,5%	23,5%	59,6%	32,7%	7,7%
Ozeanien	52,9%	19,2%	27,9%	88,0%	4,3%	7,7%	95,2%	2,7%	2,1%
Subsahara-Afrika	0,0%	7,4%	92,6%	82,9%	9,9%	7,2%	94,7%	5,1%	0,3%
Südostasien	35,5%	9,1%	55,3%	58,7%	20,0%	21,4%	77,1%	20,0%	2,9%
Zentral Asien	0,0%	36,6%	63,4%	33,9%	52,5%	13,6%	23,0%	74,7%	2,3%
Globaler Durchschnitt	15,0%	21,4%	63,6%	59,2%	29,6%	11,2%	70,8%	27,1%	2,0%

Anhang D: Eigenversorgungsrate der Regionen Tabelle (Kap 5.2.1)

Weltregion	Eigenversorgungsrate		
	2030	2040	2050
ECOWAS-Region	100,0%	100,0%	100,0%
Europa	62,5%	50,0%	70,0%
Lateinamerika	90,0%	95,0%	100,0%
Naher Osten	100,0%	100,0%	90,0%
Nordafrika	100,0%	100,0%	90,0%
Nordamerika	100,0%	70,0%	70,0%
Ozeanien	100,0%	100,0%	100,0%
Subsahara-Afrika	95,0%	90,0%	90,0%
Südostasien	70,0%	70,0%	70,0%
Zentral Asien	100,0%	100,0%	80,0%

Anhang E: Tabellarische Auswertung nationaler Wasserstoffstrategien (Kap. 5.2.2)

Weltregion	Land	Jahr	Einstufung	Strategische Marktposition	Prognostizierter inländischer Wasserstoffbedarf	Zukünftige Herstellungsmethode	Geplantes Herstellungsvolumen	Geplante Elektrolysekapazität	Prognostizierter Importbedarf	Exportambitionen	Nationale Anwendungssektoren					
											Industrie	Transport	Schifffahrt	Luftfahrt	Strom	Wärme
Europa	Europäische Kommission	2022	A	Selbstversorger, Importeur	20 Mt in 2030 (REPowerEU)	Grün	10 Mt in 2030	17,5 GW in 2025 40+40 GW in 2030	6-10 Mt in 2030	nein	x	x	x	x	x	x
Europa	Belgien	2022	A	Importeur, Wasserstoffknotenpunkt	ohne zahlenmäßiges Ziel	Grün (Wind & PV)	-	0,15 GW in 2026	0,6 Mt in 2030 6,0-10,5 Mt in 2050	ohne zahlenmäßiges Ziel	x	x				
Europa	Bulgarien	2023	B	Importeur	-	Blau, Grün	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	ohne zahlenmäßiges Ziel	-	x	x	x	x		
Europa	Dänemark	2021	A	Exporteur (Zielregion EU)	-	Grün (Wind)	-	4-6 GW in 2030	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	x	x	x	x		
Europa	Deutschland	2023	A	Importeur	2,85-4,05 Mt in 2030	Grün (Wind & PV)	-	10 GW in 2030	1,35-2,70 Mt in 2030	-	x	x	x	x	x	(x)
Europa	Estland	2023	B	Beobachter	kein Markt vorhanden	Grün	-	0,15 GW aktuell*	nein	0,002-0,04 Mt in 2030	x	x	x			
Europa	Finnland	2023	B	Selbstversorger, Exporteur (Zielregion EU)	0,15 Mt aktuell	Grün	bis zu 3 Mt in 2035 bis zu 6 Mt in 2045	ohne zahlenmäßiges Ziel	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	x					
Europa	Frankreich	2025	A	Selbstversorger, Importeur	0,84 Mt in 2030	Grün, Pink, Blau	-	4,5 GW in 2030 8 GW in 2035	ohne zahlenmäßiges Ziel, nicht vor 2035	-	x	x	x	x		
Europa	Griechenland	2025	C	Marktrolle derzeit unklar	-	-	-	-	-	-						
Europa	Irland	2023	A	Exporteur	0,59-2,24 Mt in 2050	Grün (eigens geplanter Windpark mit 2 GW)	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	x	x	x	x		
Europa	Island	2024	B	Selbstversorger, Exporteur (Zielregion EU)	0,03 Mt in 2030 0,36 Mt in 2040	Grün	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	nein	0,06-0,12 Mt in 2030	x					
Europa	Italien	2024	A	Importeur, Wasserstoffknotenpunkt	0,25 Mt in 2030 3,71-20,93 Mt in 2050	Grün, (Blau)	-	3 GW in 2030	0,075 Mt in 2030	-	x	x	x	x		
Europa	Kroatien	2022	A	Selbstversorger	0,005 Mt in 2030 0,069 Mt in 2040 0,244 Mt in 2050	Alle "Low-Carbon"-Optionen	-	0,07 GW in 2030 2,75 GW in 2050	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	x	x	x	x	x	
Europa	Lettland	2024	C	Exporteur	-	Grün	-	-	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	x					
Europa	Litauen	2024	B	Selbstversorger, Importeur	0,13 Mt in 2030	Grün	-	1,3 GW in 2030 8,5 GW in 2050	ohne zahlenmäßiges Ziel	-	x	x				
Europa	Luxemburg	2021	A	Importeur	0,004 Mt in 2020 0,125-0,3 Mt in 2050	Grün	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	ohne zahlenmäßiges Ziel	-	x	x				
Europa	Malta	2023	B	Importeur	kein Markt vorhanden	(Grün)	-	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	-	x					
Europa	Niederlande	2020	A	Wasserstoffknotenpunkt	ohne zahlenmäßiges Ziel	Grün (Wind), Blau	-	0,5 GW in 2025 3-4 GW in 2030	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	x	x				
Europa	Norwegen	2020	A	Exporteur	-	Blau, Grün	-	-	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	x	x	x	x		
Europa	Österreich	2022	A	Importeur	2,01-2,25 Mt in 2040	Grün, Blau, Turkis	-	1 GW in 2030	ohne zahlenmäßiges Ziel	-	x	x				
Europa	Polen	2021	A	Selbstversorger, Importeur	ohne zahlenmäßiges Ziel	"Low-Carbon" & "Zero-Carbon"	-	2 GW in 2030	ohne zahlenmäßiges Ziel	-	x	x	x	x		
Europa	Portugal	2020	A	Selbstversorger, Exporteur	-	Grün (Wind & PV)	-	2-2,25 GW in 2030	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	x	x				
Europa	Rumänien	2023	B	Selbstversorger, Exporteur	0,12-0,29 Mt in 2030*	Grün, Blau	-	1,10-3,99 GW in 2030*	ohne zahlenmäßiges Ziel	ohne zahlenmäßiges Ziel	x	x				
Europa	Schottland	2022	B	Exporteur	ohne zahlenmäßiges Ziel	Grün, Blau	-	5 GW in 2030 25 GW in 2045 1,9-3,3 GW in 2030* 8 GW in 2045*	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	x	x	x	x	x	
Europa	Schweden	2021	B	Selbstversorger	0,18 Mt in 2020	Grün	-	-	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	x	x				
Europa	Schweiz	2024	A	Beobachter, Importeur	0,024-0,054 Mt in 2030 0,033-0,129 Mt in 2040 0,108-0,303 Mt in 2050	Grün	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	ohne zahlenmäßiges Ziel, ab 2030	-	x	x	x	x		
Europa	Slowakei	2021	A	Selbstversorger, Importeur	0,2 Mt in 2030	"Low-Carbon" & "Zero-Carbon"	-	0,14-0,39 GW in 2030	ohne zahlenmäßiges Ziel	-	x	x				
Europa	Slowenien	2025	C	Marktrolle derzeit unklar, Strategie wird entwickelt	-	Grün	-	-	-	-	x	x				

Weltregion	Land	Jahr	Einstufung	Strategische Marktposition	Prognostizierter inländischer Wasserstoffbedarf	Zukünftige Herstellungsmethode	Geplantes Herstellungsvolumen	Geplante Elektrolysekapazität	Prognostizierter Importbedarf	Exportambitionen	Nationale Anwendungssektoren
Europa	Spanien	2020	A	Selbstversorger, Exporteur	ohne zahlenmäßiges Ziel	Grün	-	4 GW in 2030	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	Industrie Transport Mobilität Schifffahrt Luftfahrt Strom Wärme Gebäude
Europa	Tschechien	2024	A	Importeur ab 2030	0,04 Mt in 2030	Grün (PV & Wind), Pink	-	0,4 GW in 2030	0,2 Mt in 2030 1,1 Mt in 2050	-	x x x x
Europa	UK	2021	A	Selbstversorger, Exporteur	1,14 Mt in 2030 1,65–4,95 Mt in 2035	Grün (Wind), Blau (CCU & CCS)	-	5 GW in 2030	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	x x x x x
Europa	Ukraine	2024	B	Exporteur	ohne zahlenmäßiges Ziel	Low-Carbon	0,4–0,6 Mt in 2035 1,65–2,5 Mt in 2050	10 GW in 2040	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	x x (x) x x
Europa	Ungarn	2021	A	Selbstversorger	0,16 Mt in 2020	Grün	0,138 Mt in 2030	0,24 GW in 2030	-	-	x x x
					0,16 Mt in 2030		0,02 Mt in 2030				
					0,17 Mt in 2040	Blau	0,126 Mt in 2040				
					0,25 Mt in 2050	Grün	0,005 Mt in 2030 0,019 Mt in 2040				
Europa	Zypern	2025	A	Selbstversorger	ohne zahlenmäßiges Ziel	Grün (PV)	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	x x x x
Südostasien	Bhutan	2024	B	Selbstversorger, (Exporteur)	0,018 Mt in 2040 0,069 Mt in 2050	Grün (Wasserkraft)	0,018 Mt in 2040 0,069 Mt in 2050	0,123 GW in 2030 0,485 GW in 2040	-	0,1 Mt in 2030 0,4 Mt in 2040	x x x x (x)
					36,5 Mt aktuell	Schwarz & Braun	20,7 Mt aktuell	3,1 GW aktuell	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	x x x x x
Südostasien	China	2025	A	Selbstversorger, Exporteur	7,6 Mt aktuell	Grün	7,6 Mt aktuell				
					Nebenprodukt der Industrie		7,7 Mt aktuell				
Südostasien	Hong Kong	2024	A	Importeur, Technologie- und Demonstrationsstandort	ohne zahlenmäßiges Ziel	Aktuell Grün, Übergang mit Blau, Ziel Grün	-	zu begrenzte Fläche	ohne zahlenmäßiges Ziel, vom chinesischen Festland	-	x x
					5 Mt aktuell	Aktuell Grün, Ziel Grün	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	nein	10 Mt in 2030	x x x x
Südostasien	Indonesien	2025	A	Selbstversorger, Exporteur, Wasserstoffkontenpunkt	1,2 Mt in 2035 1,9 Mt in 2040 5,7 Mt in 2050 11,7 Mt in 2060	Grün (Wind, PV & Wasserkraft), Blau (CCU), Pink	2,4 Mt in 2035 4,0 Mt in 2040 9,6 Mt in 2050 17,5 Mt in 2060	0,7 GW in 2035 15 GW in 2040 55 GW in 2050 107 GW in 2060	nein	Überschuss des Inlandsbedarfs	x x x x
					3 Mt in 2030 12 Mt in 2040 20 Mt in 2050	Grün, Blau	-	15 GW in 2030	ohne zahlenmäßiges Ziel	-	x x x x
Südostasien	Laos	2024	B	Selbstversorger, Exporteur	0,25 Mt aktuell	Grün (Wasserkraft)	0,02 Mt in 2030 0,28 Mt in 2040 1,4 Mt in 2050	0,12 GW in 2030 1,6–2 GW in 2040 8–9 GW in 2050	nein	ohne zahlenmäßiges Ziel, ab 2040 in Form von Ammoniak	x x
					0,45–1,45 Mt in 2030 2,1–6,1 Mt in 2040 3,7–12,7 Mt in 2050	Aktuell Grün, Ziel Blau & Grün	1–2 Mt in 2030 4–8 Mt in 2040 7–16 Mt in 2050	ohne zahlenmäßiges Ziel	ohne zahlenmäßiges Ziel	0,55 Mt in 2030 1,88 Mt in 2040 3,22 Mt in 2050	x x x x x
Südostasien	Pakistan	2024	C	Marktrolle derzeit unklar, Strategie wird entwickelt	-	Grün	-	-	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	
Südostasien	Singapur	2022	A	Importeur	ohne zahlenmäßiges Ziel	*Low-Carbon* Import	-	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	-	x x x
Südostasien	Sri Lanka	2023	A	Selbstversorger, Exporteur	-	Grün (Wind)	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	x x x x
Südostasien	Süd Korea	2019	A	Selbstversorger, Importeur	1,94 Mt in 2030 5,26 Mt in 2040	Grün, Blau, Grün	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	ohne zahlenmäßiges Ziel	Exporteur von Wasserstofftechnologie	x x
Südostasien	Thailand	2024	C	Selbstversorger	-	Grün, Blau, Grün, Weiß	-	-	-	-	x x
Südostasien	Vietnam	2024	A	Selbstversorger, Exporteur	ohne zahlenmäßiges Ziel	Blau (CCS/CCU), Grün	0,1–0,5 Mt in 2030 10–20 Mt in 2050	ohne zahlenmäßiges Ziel	ohne zahlenmäßiges Ziel	ohne zahlenmäßiges Ziel	x x
Ozeanien	Australien	2024	A	Selbstversorger, Exporteur	0,25 Mt in 2030 1,0 Mt in 2035 2,0 Mt in 2040 3,0 Mt in 2045 4,8 Mt in 2050	Grün (Wind & PV)	0,5–1,5 Mt in 2030 3–5 Mt in 2035 5–12 Mt in 2040 9–20 Mt in 2050	3 GW in 2030 150 GW in 2050	nein	2 Mt in 2035 3,5 Mt in 2040 6 Mt in 2045 9,5 Mt in 2050	x x x

Weltregion	Land	Jahr	Einstufung	Strategische Marktposition	Prognostizierter inländischer Wasserstoffbedarf	Zukünftige Herstellungsmethode	Geplantes Herstellungsvolumen	Geplante Elektrolysekapazität	Prognostizierter Importbedarf	Exportambitionen	Nationale Anwendungsektoren
Ozeanien	Neuseeland	2024	B	Selbstversorger, Exporteur	0,64 - 1,2 Mt in 2050	Grau, Grün, Blau, Türkei, Weiß, Orange	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	Industrie x x x Transport x x x Mobilität x x x Luftfahrt x x x Wärme x x x Gebäude x x x
Nordamerika	Kanada	2020	A	Exporteur	2 - 4 Mt in 2030 8,3 - 20 Mt in 2050	Grün (Wasserkraft & Wind), Blau (CCS & CCU), Optional: Pink, Grau, Türkei	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	Industrie x x Transport x x Mobilität x x Luftfahrt x x Wärme x x Gebäude x x
Nordamerika	USA	2023	A	Selbstversorger	10 Mt in 2030 20 Mt in 2040 50 Mt in 2050	"Clean"	10 Mt in 2030 20 Mt in 2040 50 Mt in 2050	3 GW in 2028	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	Industrie x x x Transport x x x Mobilität x x x Luftfahrt x x x Wärme x x x Gebäude x x x
Naher Osten	Israel	2023	B	Selbstversorger	0,55 - 1,6 Mt in 2050	Grün, Blau	-	-	-	-	Industrie x x x Transport x x x Mobilität x x x Luftfahrt x x x Wärme x x x Gebäude x x x
Naher Osten	Katar	2025	B	Exporteur	1,2 Mt aktuell	Blau, Türkei	ohne zahlenmäßiges Ziel	grüner Wasserdampf wird aktuell nicht priorisiert	nein	ohne zahlenmäßiges Ziel	Industrie x x Transport x x Mobilität x x Luftfahrt x x Wärme x x Gebäude x x
Naher Osten	Oman	2022	A	Exporteur	ohne zahlenmäßiges Ziel	Grün (Wind & PV)	1,0 - 1,5 Mt in 2030 3,25 - 3,75 Mt in 2040 7,5 - 8,5 Mt in 2050	8 - 15 GW in 2030 35 - 40 GW in 2040 95 - 100 GW in 2050	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	Industrie x x Transport x x Mobilität x x Luftfahrt x x Wärme x x Gebäude x x
Naher Osten	Saudi-Arabien	2024	C	Strategie wird entwickelt, Exporteur ab 2030	-	Grün (PV & Wind), Blau (CCS)	-	-	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	Industrie x x Transport x x Mobilität x x Luftfahrt x x Wärme x x Gebäude x x
Naher Osten	VAE	2023	A	Selbstversorger, Exporteur	0,5 Mt aktuell 2,1 Mt in 2031 5,0 Mt in 2040 10,1 Mt in 2050	Blau Pink Grün im In- & Ausland	0,4 Mt in 2031 0,0075 Mt in 2031 1,0 Mt in 2031 7,5 Mt in 2040 14,9 Mt in 2050	8,7 GW in 2031	Indirekter Importanteil aufgrund geplanter Produktion im Ausland	0,6 Mt in 2031	Industrie x x Transport x x Mobilität x x Luftfahrt x x Wärme x x Gebäude x x
Nordafrika	Ägypten	2024	A	Selbstversorger, Exporteur, Wasserstoffknotenpunkt	0,1 - 0,4 Mt in 2030 2,0 - 3,6 Mt in 2040	Grün (PV & Wind), Blau	-	13 - 27 GW in 2030 48 - 76 GW in 2040	-	1,4 - 2,8 Mt in 2030 3,75 - 5,6 Mt in 2040	Industrie x x Transport x x Mobilität x x Luftfahrt x x Wärme x x Gebäude x x
Nordafrika	Algerien	2023	A	Selbstversorger, Exporteur (Zielregion EU)	0,33 Mt in 2040	Grün (PV & Wind)	0,3 Mt in 2035 1,2 Mt in 2040	0,2 GW in 2030 1,4 GW in 2035 2,5 GW in 2040	nein	1,2 Mt in 2050	Industrie x x Transport x x Mobilität x x Luftfahrt x x Wärme x x Gebäude x x
Nordafrika	Marokko	2021	A	Selbstversorger, Exporteur	0,42 - 0,90 Mt in 2030 2,04 - 3,98 Mt in 2040 4,62 - 9,21 Mt in 2050	Grün	-	2,8 - 5,2 GW in 2030 13,9 - 23,0 GW in 2040 31,4 - 52,8 GW in 2050	-	0,31 - 0,65 Mt in 2030 1,38 - 2,75 Mt in 2040 3,44 - 6,89 Mt in 2050	Industrie x x Transport x x Mobilität x x Luftfahrt x x Wärme x x Gebäude x x
Nordafrika	Tunesien	2024	A	Selbstversorger, Exporteur (Zielregion EU)	2 Mt in 2050	Grün	0,3 Mt in 2030 1,1 Mt in 2035 2,1 Mt in 2040 8,3 Mt in 2050	3,85 GW in 2030 12,9 GW in 2035 23,3 GW in 2040 86,8 GW in 2050	-	6,3 Mt in 2050	Industrie x x Transport x x Mobilität x x Luftfahrt x x Wärme x x Gebäude x x
Zentral Asien	Armenien	2023	C	Exporteur, Zusammenarbeit mit Deutschland	-	Grün	-	-	-	-	Industrie x x Transport x x Mobilität x x Luftfahrt x x Wärme x x Gebäude x x
Zentral Asien	Aserbaidschan	2024	B	Selbstversorger, Exporteur	0,11 Mt in 2050	Grün (Wind & PV)	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	nein	0,39 - 0,9 Mt in 2050	Industrie x x Transport x x Mobilität x x Luftfahrt x x Wärme x x Gebäude x x
Zentral Asien	Kasachstan	2024	A	Selbstversorger, Exporteur	ohne zahlenmäßiges Ziel	Blau, Grün (zu 50% ab 2030)	0,010 Mt in 2027 0,018 Mt in 2029 0,025 Mt in 2030	ohne zahlenmäßiges Ziel	-	0,005 Mt in 2028 0,010 Mt in 2029 0,015 Mt in 2030	Industrie x x Transport x x Mobilität x x Luftfahrt x x Wärme x x Gebäude x x
Zentral Asien	Russland	2020	B	Exporteur (Zielregion EU & Asien)	-	Grau, Blau, Grün, Pink, Türkei	-	-	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	Industrie x x Transport x x Mobilität x x Luftfahrt x x Wärme x x Gebäude x x
Zentral Asien	Tadschikistan	2023	C	Exporteur (Zielregion Asien)	-	Grün (Wasserkraft)	0,5 Mt in 2030 1 Mt in 2040	-	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	Industrie x x Transport x x Mobilität x x Luftfahrt x x Wärme x x Gebäude x x
Zentral Asien	Türkei	2023	A	Selbstversorger, Exporteur (Zielregion EU)	0,1 Mt in 2030	Grün, Blau	-	2 GW in 2030 5 GW in 2035 70 GW in 2050	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	Industrie x x Transport x x Mobilität x x Luftfahrt x x Wärme x x Gebäude x x
Zentral Asien	Turkmenistan	2023	C	Marktrolle derzeit unklar	-	Blau (CCU & CCS), (Grün)	1,8 - 5,7 Mt in 2040	ohne zahlenmäßiges Ziel	-	-	Industrie x x Transport x x Mobilität x x Luftfahrt x x Wärme x x Gebäude x x
Subsahara-Afrika	Angola	2023	C	Exporteur, Zusammenarbeit mit Deutschland	-	Grün (Wasserkraft)	-	-	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	Industrie x x Transport x x Mobilität x x Luftfahrt x x Wärme x x Gebäude x x
Subsahara-Afrika	Äthiopien	2024	C	Exporteur	-	Grün	-	-	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	Industrie x x Transport x x Mobilität x x Luftfahrt x x Wärme x x Gebäude x x
Subsahara-Afrika	Kenia	2023	A	Exporteur ab 2032	ohne zahlenmäßiges Ziel	Grün (Wind & PV)	-	0,1 GW in 2027 0,25 GW in 2032	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	Industrie x x Transport x x Mobilität x x Luftfahrt x x Wärme x x Gebäude x x

Weltregion	Land	Jahr	Einstufung	Strategische Marktposition	Prognostizierter Inländischer Wasserstoffbedarf	Zukünftige Herstellungsmethode	Geplantes Herstellungsvolumen	Geplante Elektrolysekapazität	Prognostizierter Importbedarf	Exportambitionen	Nationale Anwendungsektoren
Subsahara-Afrika	Nauritius	2025	C	Marktrolle derzeit unklar, Strategie wird entwickelt	-	Grün	-	-	-	-	Industrie Transport Mobilität Schifffahrt Luftfahrt Strom Wärme Gebäude
Subsahara-Afrika	Mauretanien	2022	A	Exporteur	ohne zahlenmäßiges Ziel	Grün (Wind & PV)	-	70 GW in 2050	-	3,3 Mt in 2040 6,46 Mt in 2050	X
Subsahara-Afrika	Mosambik	2025	C	Exporteur	-	Grün	-	-	-	-	
Subsahara-Afrika	Namibia	2022	A	Exporteur, Zusammenarbeit mit Deutschland	-	Grün (PV & Wind)	-	3 GW in 2030	-	10 - 12 Mt in 2050	X X
Subsahara-Afrika	Süd Afrika	2022	A	Selbstversorger, Exporteur	0,6-0,8 Mt in 2030 1,3-1,6 Mt in 2040 1,6-1,9 Mt in 2050	Grün (Wind & PV), Blau (Kostenabhängig)	2-4 Mt in 2040 4-6 Mt in 2050	2 GW in 2030 25 GW in 2040 42 GW in 2050	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	X X X
Subsahara-Afrika	Uganda	2023	C	Marktrolle derzeit unklar	-	Grün	-	2,5 GW in 2040	-	-	X
ECOWAS	ECOWAS	2023	B	Selbstversorger, Exporteur	ohne zahlenmäßiges Ziel	Grün	0,5 Mt in 2030 10 Mt in 2050	4-5 GW in 2030*	-	0,5 Mt in 2030 10 Mt in 2050	X X X
ECOWAS	Elfenbeinküste	2023	C	Exporteur	-	Grün (PV & Wasserkraft)	-	-	-	-	
ECOWAS	Nigeria	2022	C	Selbstversorger, Exporteur	-	Grün (Wasserkraft)	-	-	-	-	X
Lateinamerika	Argentinien	2023	A	Exporteur	0,02 Mt in 2030 0,10 Mt in 2035 0,25 Mt in 2040 0,50 Mt in 2045 1,00 Mt in 2050	Grün (PV, Wind & Wasserkraft), Blau, Pink	-	2 GW in 2030 8 GW in 2035 15 GW in 2040 25 GW in 2045 30 GW in 2050	-	4 Mt in 2050	X X
Lateinamerika	Brasilien	2023	B	Exporteur	ohne zahlenmäßiges Ziel	aktuell Grau, zukünftig alle "Low-carbon"-Optionen	ohne zahlenmäßiges Ziel	ohne zahlenmäßiges Ziel	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	X X X
Lateinamerika	Chile	2024	A	Selbstversorger, Exporteur	1,89 Mt in 2030 2,00 Mt in 2050	Grün (Wind & PV)	-	5 GW in 2025 25 GW in 2030	-	2,27 Mt in 2030 3,88 Mt in 2050	X X X
Lateinamerika	Costa Rica	2022	A	Selbstversorger, Exporteur	0,02 Mt in 2030 0,42 Mt in 2040	Grün	-	0,15 - 0,5 GW in 2030	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	X
Lateinamerika	Ecuador	2023	B	Selbstversorger, Exporteur	0,09 Mt in 2030 0,23 Mt in 2040 0,49 Mt in 2050	Grün (Wind, PV & Biomasse)	-	1 GW in 2030 3 GW in 2040 6,1 GW in 2050	-	0,01 Mt in 2030 0,10 Mt in 2040 0,18 Mt in 2050	X X
Lateinamerika	Guyana	2022	C	Marktrolle derzeit unklar	-	Grün	-	-	-	-	
Lateinamerika	Kolumbien	2021	B	Exporteur, Wasserstoffnotenpunkt	0,12 Mt in 2030 0,79 Mt in 2040 1,85 Mt in 2050	Grau, Braun, Blau, Grün (Wind & PV)	-	1-3 GW in 2030	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	X X X
Lateinamerika	Mexiko	2024	C	Strategie wird entwickelt	-	-	-	-	-	-	
Lateinamerika	Panama	2023	A	Selbstversorger, Exporteur	0,28 Mt in 2040	Grün (Wind & PV)	0,5-4 Mt in 2040	4,2 GW in 2040	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	X X X
Lateinamerika	Paraguay	2021	B	Selbstversorger, Exporteur	0,09 Mt in 2030	Grün (Wasserkraft)	-	0,6 GW in 2030*	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	X X
Lateinamerika	Peru	2022	B	Exporteur	0,03 Mt in 2030 0,10 Mt in 2040 0,35 Mt in 2050	Grün	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	X
Lateinamerika	Trinidad & Tobago	2022	A	Selbstversorger, Exporteur	1,7 Mt aktuell	Grau, Blau, Grün	2 Mt in 2050 4 Mt in 2065	25 GW in 2065	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	X
Lateinamerika	Uruguay	2023	A	Selbstversorger, Exporteur	ohne zahlenmäßiges Ziel	Grün (Wasserkraft, Wind & Biomasse)	1 Mt in 2040	0,5-1 GW in 2030 4,5 GW in 2035 9 GW in 2040	-	ohne zahlenmäßiges Ziel	X X X

(A = Offizielle nationale Wasserstoffstrategie; B = Aktions-/Fahrplan oder sektorale Roadmap, keine umfassende Strategie; C = Nur offizielle Bekundung oder Pressemitteilung verfügbar; * = Zielwert nicht definiert, Bedarfschätzung)

Anhang F: Errechnete Handelsstruktur - Importanteile der Weltregionen (Kap. 5.2.3)

Importanteile der Weltregionen im Handelsszenario „Niedrig“

Jahr	Weltregion	Zentral Asien	ECOWAS-Region	Europa	Lateinamerika	Naher Osten	Nordafrika	Nordamerika	Ozeanien	Südostasien	Subsahara-Afrika	Summe
2030	Zentral Asien	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	ECOWAS-Region	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Europa	0,0%	0,0%	0,0%	44,4%	0,0%	55,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
	Lateinamerika	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Naher Osten	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Nordafrika	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Nordamerika	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Ozeanien	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Südostasien	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	33,3%	0,0%	0,0%	66,7%	0,0%	0,0%	100,0%
	Subsahara-Afrika	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2040	Zentral Asien	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	ECOWAS-Region	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Europa	0,0%	0,0%	0,0%	22,0%	14,3%	28,8%	8,8%	8,8%	0,0%	17,6%	100,0%
	Lateinamerika	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Naher Osten	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Nordafrika	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Nordamerika	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Ozeanien	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Südostasien	0,0%	0,0%	0,0%	8,5%	33,9%	0,0%	16,8%	40,7%	0,0%	0,0%	100,0%
	Subsahara-Afrika	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2050	Zentral Asien	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	ECOWAS-Region	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Europa	0,0%	0,0%	0,0%	26,1%	20,5%	35,2%	5,7%	1,1%	0,0%	11,4%	100,0%
	Lateinamerika	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Naher Osten	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Nordafrika	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Nordamerika	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
	Ozeanien	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Südostasien	6,9%	0,0%	0,0%	17,2%	34,5%	2,1%	9,7%	21,4%	0,0%	8,3%	100,0%
	Subsahara-Afrika	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Importanteile der Weltregionen im Handelsszenario „Mittel“

Jahr	Weltregion	Zentral Asien	ECOWAS-Region	Europa	Lateinamerika	Naher Osten	Nordafrika	Nordamerika	Ozeanien	Südostasien	Subsahara-Afrika	Summe
2030	Zentral Asien	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	ECOWAS-Region	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Europa	0,0%	0,0%	0,0%	25,8%	14,5%	27,4%	6,5%	6,5%	0,0%	19,4%	100,0%
	Lateinamerika	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Naher Osten	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Nordafrika	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Nordamerika	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Ozeanien	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Südostasien	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	40,0%	0,0%	10,0%	50,0%	0,0%	0,0%	100,0%
	Subsahara-Afrika	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2040	Zentral Asien	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	ECOWAS-Region	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Europa	0,9%	0,0%	0,0%	20,7%	14,7%	25,9%	10,3%	10,3%	0,0%	17,2%	100,0%
	Lateinamerika	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Naher Osten	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Nordafrika	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Nordamerika	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Ozeanien	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Südostasien	0,0%	0,0%	0,0%	11,8%	31,6%	0,0%	18,4%	36,8%	0,0%	1,3%	100,0%
	Subsahara-Afrika	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2050	Zentral Asien	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
	ECOWAS-Region	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Europa	5,5%	0,0%	0,0%	21,4%	17,9%	28,9%	9,0%	6,2%	0,7%	12,4%	100,0%
	Lateinamerika	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Naher Osten	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
	Nordafrika	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Nordamerika	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
	Ozeanien	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Südostasien	9,0%	0,0%	0,0%	16,4%	28,9%	5,5%	10,9%	19,4%	0,0%	10,0%	100,0%
	Subsahara-Afrika	0,0%	0,0%	0,0%	25,0%	0,0%	75,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%

Modelliertes Wasserstoffhandelsvolumen in kt zwischen den Weltregionen in Szenario 2

Jahr	Weltregion	Zentral Asien	ECOWAS-Region	Europa	Lateinamerika	Naher Osten	Nordafrika	Nordamerika	Ozeanien	Südostasien	Subsahara-Afrika	Summe
2030	Zentral Asien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ECOWAS-Region	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Europa	0	0	0	7431	0	8517	0	0	0	0	15948
	Lateinamerika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Naher Osten	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Nordafrika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Nordamerika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ozeanien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Südostasien	0	0	0	0	4087	0	0	8871	0	0	12938
	Subsahara-Afrika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	Zentral Asien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ECOWAS-Region	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Europa	0	0	0	13855	8249	17255	5201	6343	0	11793	62696
	Lateinamerika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Naher Osten	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Nordafrika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Nordamerika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ozeanien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Südostasien	0	0	0	3779	11642	0	6588	15356	0	0	37365
	Subsahara-Afrika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	Zentral Asien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ECOWAS-Region	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Europa	0	0	0	13697	9641	17592	2805	875	0	6303	50714
	Lateinamerika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Naher Osten	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Nordafrika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Nordamerika	0	0	0	54287	0	0	0	0	0	0	54287
	Ozeanien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Südostasien	3198	0	0	10651	16112	1083	5220	11077	0	4248	51586
	Subsahara-Afrika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Modelliertes Wasserstoffhandelsvolumen in kt zwischen den Weltregionen in Szenario 3

Jahr	Weltregion	Zentral Asien	ECOWAS-Region	Europa	Lateinamerika	Naher Osten	Nordafrika	Nordamerika	Ozeanien	Südostasien	Subsahara-Afrika	Summe
2030	Zentral Asien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ECOWAS-Region	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Europa	0	0	0	3856	1995	3756	908	1099	0	2944	14559
	Lateinamerika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Naher Osten	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Nordafrika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Nordamerika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ozeanien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Südostasien	0	0	0	0	3400	0	961	4635	0	0	8996
	Subsahara-Afrika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	Zentral Asien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ECOWAS-Region	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Europa	265	0	0	7063	4583	8458	3314	4042	0	6262	33986
	Lateinamerika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Naher Osten	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Nordafrika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Nordamerika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ozeanien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Südostasien	0	0	0	2229	4579	0	3023	5872	0	207	15911
	Subsahara-Afrika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	Zentral Asien	0	0	0	0	5874	0	0	0	0	0	5874
	ECOWAS-Region	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Europa	1503	0	0	6641	5009	7961	2623	2186	214	4081	30218
	Lateinamerika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Naher Osten	0	0	0	0	0	8151	0	0	0	0	8151
	Nordafrika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Nordamerika	0	0	0	36767	0	0	0	0	0	0	36767
	Ozeanien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Südostasien	1918	0	0	4887	6231	1324	2734	4646	0	2360	23899
	Subsahara-Afrika	0	0	0	480	0	1404	0	0	0	0	1974

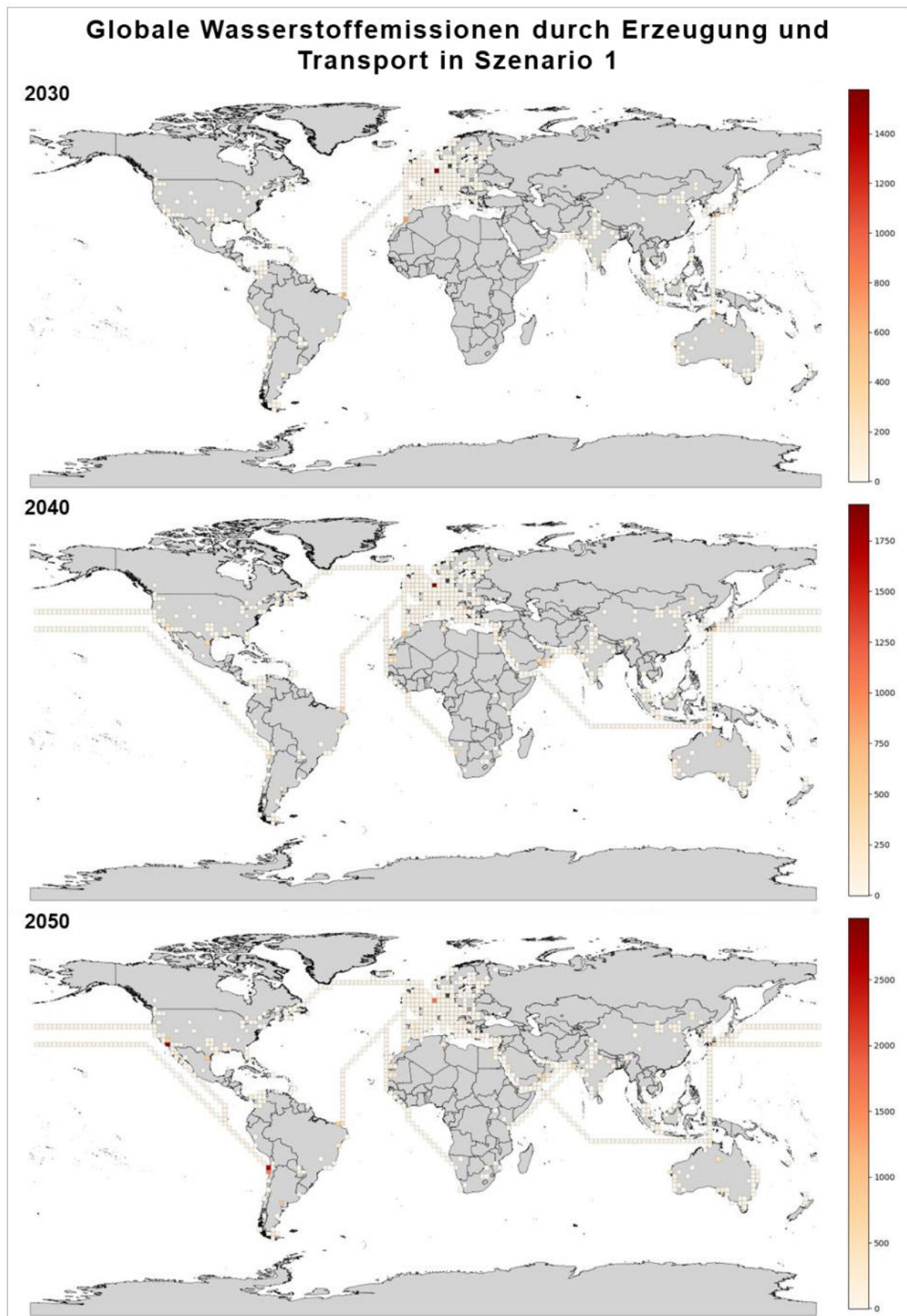
Modelliertes Wasserstoffhandelsvolumen in kt zwischen den Weltregionen in Szenario 4

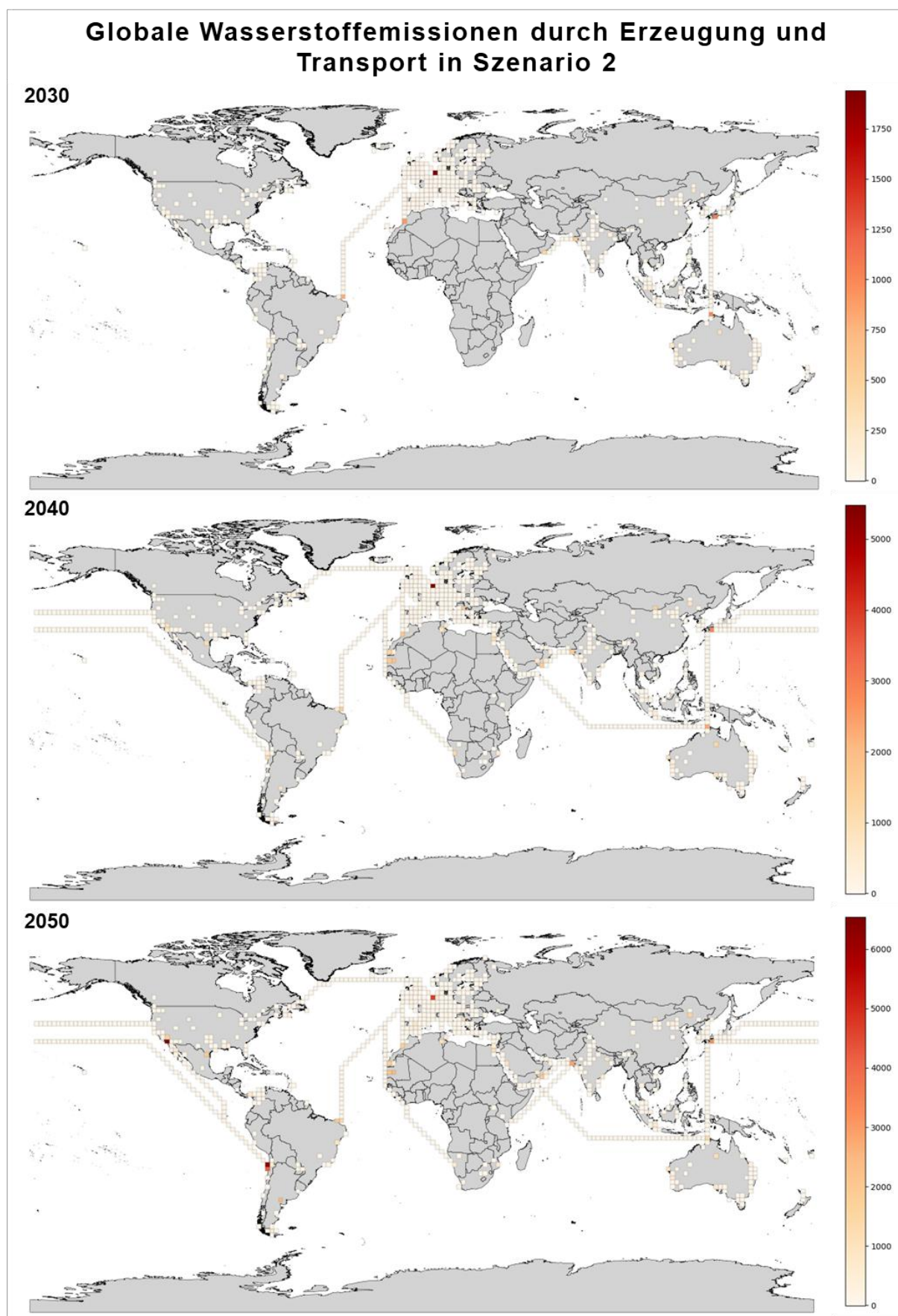
Jahr	Weltregion	Zentral Asien	ECOWAS-Region	Europa	Lateinamerika	Naher Osten	Nordafrika	Nordamerika	Ozeanien	Südostasien	Subsahara-Afrika	Summe
2030	Zentral Asien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ECOWAS-Region	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Europa	287	103	0	2783	1858	2631	1402	1697	214	2381	13336
	Lateinamerika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Naher Osten	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Nordafrika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Nordamerika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ozeanien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Südostasien	68	0	0	881	1772	0	1079	2230	0	211	6240
	Subsahara-Afrika	0	0	0	0	0	0	0	67	0	0	67
2040	Zentral Asien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ECOWAS-Region	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Europa	563	315	0	4222	2885	4943	2201	2684	468	3827	22088
	Lateinamerika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Naher Osten	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Nordafrika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Nordamerika	0	4891	0	4396	0	4305	0	4834	0	0	18426
	Ozeanien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Südostasien	148	0	0	1156	2003	82	1428	2528	0	322	7668
	Subsahara-Afrika	0	0	0	51	0	0	0	110	0	0	161
2050	Zentral Asien	0	0	0	0	675	190	0	0	0	183	1048
	ECOWAS-Region	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Europa	1093	341	0	3853	2956	4536	1708	1542	453	2519	19001
	Lateinamerika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Naher Osten	1721	0	548	610	0	2719	0	0	0	1666	7263
	Nordafrika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Nordamerika	0	0	1746	22054	0	0	0	0	0	1946	25747
	Ozeanien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Südostasien	928	0	151	2120	2717	698	1288	2074	0	1125	11102
	Subsahara-Afrika	0	0	0	89	0	139	0	0	0	0	228

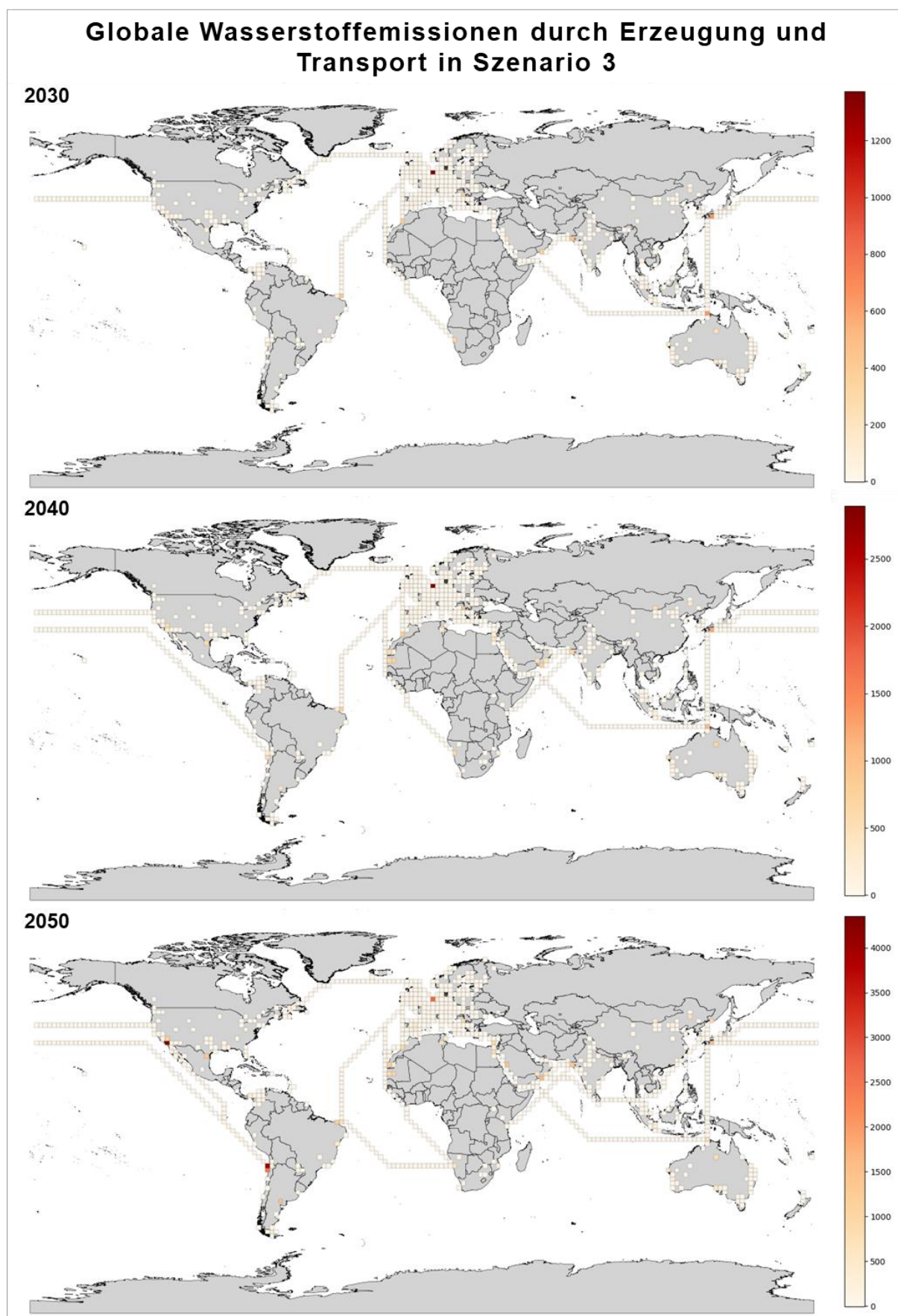
Modelliertes Wasserstoffhandelsvolumen in kt zwischen den Weltregionen in Szenario 5

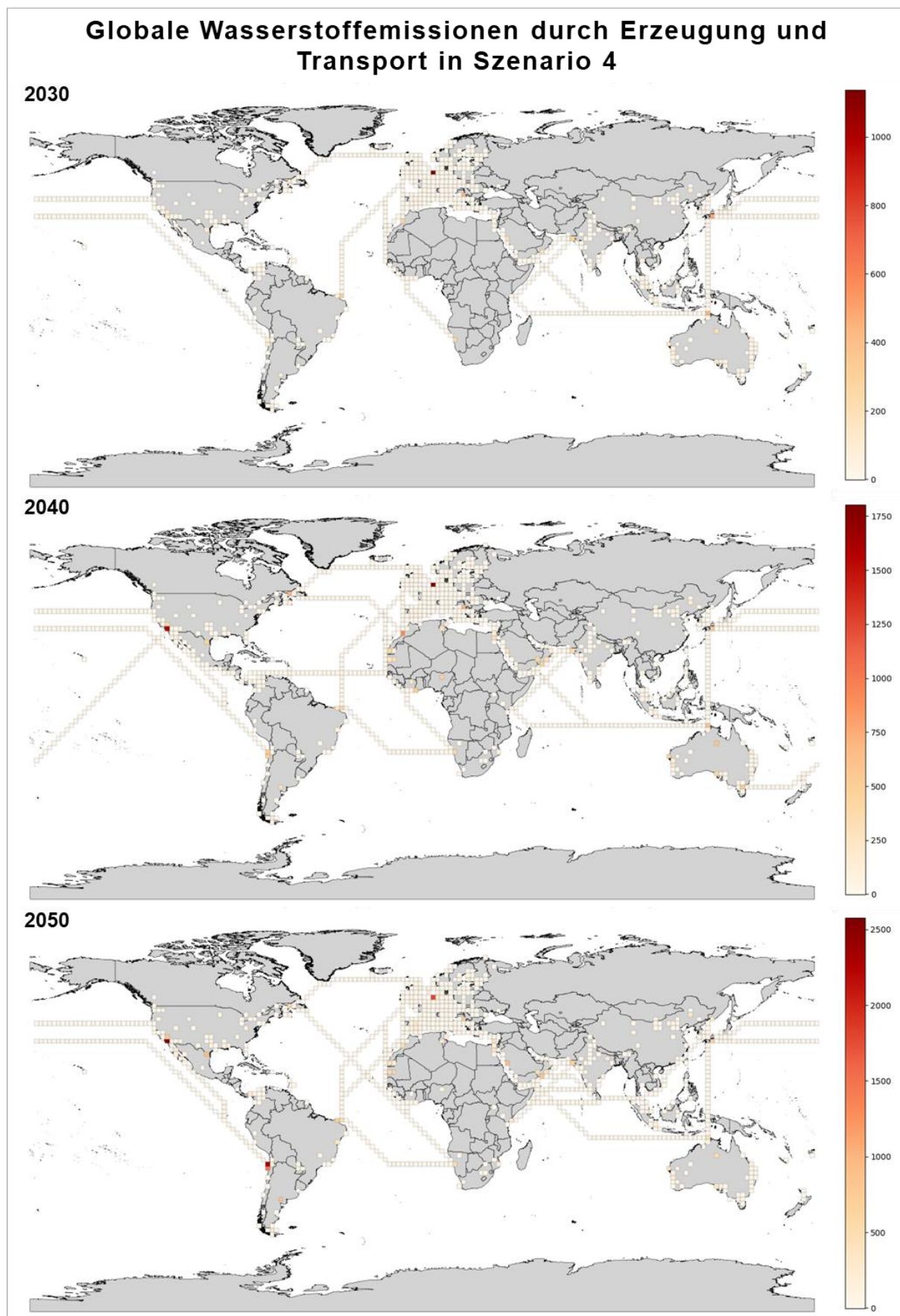
Jahr	Weltregion	Zentral Asien	ECOWAS-Region	Europa	Lateinamerika	Naher Osten	Nordafrika	Nordamerika	Ozeanien	Südostasien	Subsahara-Afrika	Summe
2030	Zentral Asien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ECOWAS-Region	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Europa	352	126	0	3396	2284	3234	1723	2086	263	2926	16390
	Lateinamerika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Naher Osten	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Nordafrika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Nordamerika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ozeanien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Südostasien	144	0	0	1877	3776	0	2300	4752	0	450	13300
	Subsahara-Afrika	0	0	0	0	0	0	0	840	0	0	840
2040	Zentral Asien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ECOWAS-Region	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Europa	1597	895	0	11988	8133	14035	6250	7621	1330	10864	62711
	Lateinamerika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Naher Osten	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Nordafrika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Nordamerika	0	10898	0	9795	0	9691	0	10770	0	0	41054
	Ozeanien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Südostasien	730	0	0	5692	9865	404	7030	12450	0	1585	37755
	Subsahara-Afrika	0	0	0	1468	0	0	0	3176	0	0	4644
2050	Zentral Asien	0	0	0	0	11807	3314	0	0	0	3206	18327
	ECOWAS-Region	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Europa	2939	917	0	10380	7947	12195	4593	4145	1217	6772	51085
	Lateinamerika	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Naher Osten	1961	0	625	695	0	3099	0	0	0	1899	8279
	Nordafrika	0	0	0	0	0	0	4101	0	0	0	4101
	Nordamerika	0	0	3684	46531	0	0	0	0	0	4107	54322
	Ozeanien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Südostasien	4325	0	705	9884	12667	3257	6007	9672	0	5247	51764
	Subsahara-Afrika	0	0	0	2442	0	3798	0	0	0	0	6240

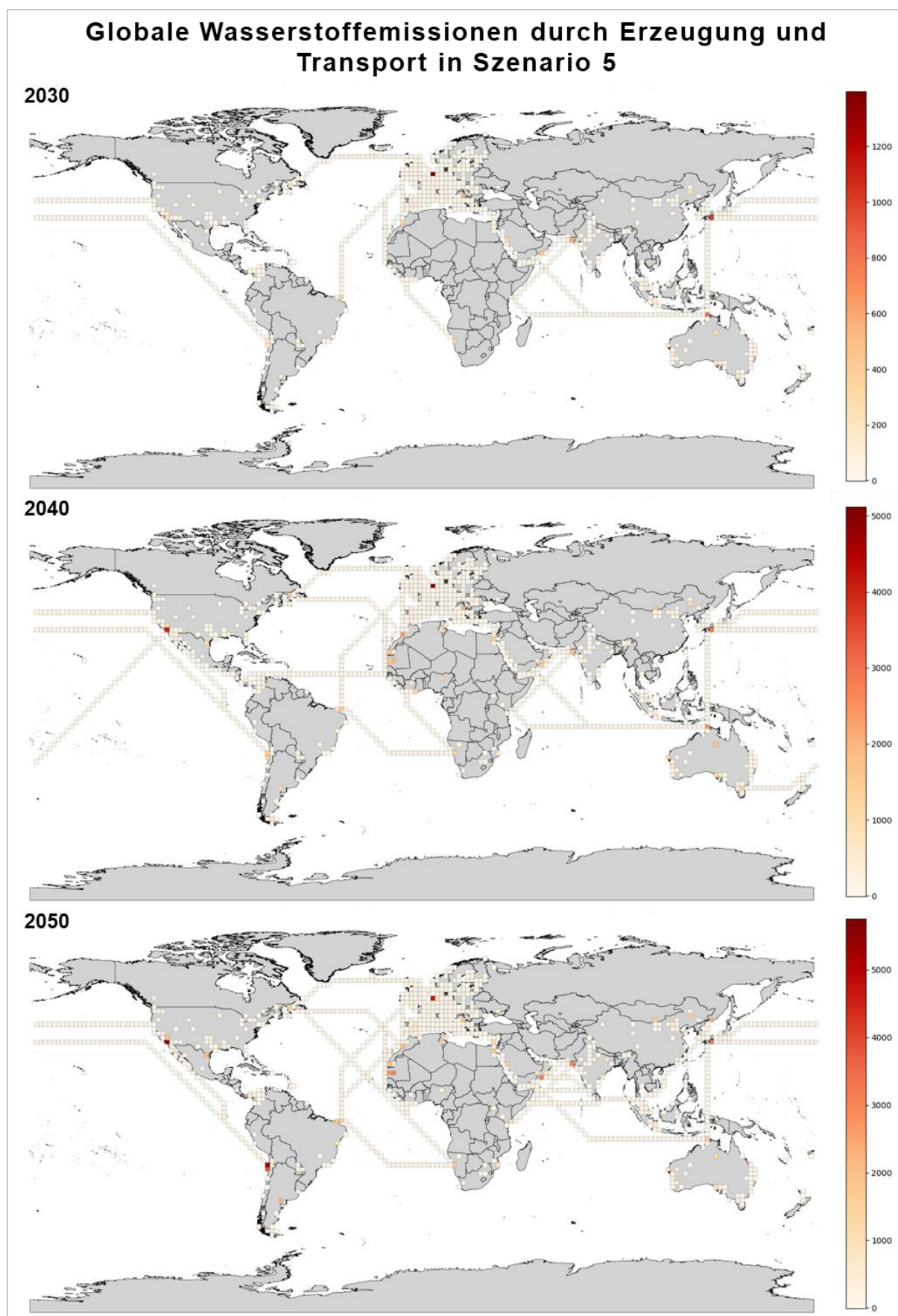
Anhang H: Rasterkarten zu den weltweiten Wasserstoffemissionen (Kap 5.3.1)











Anhang I: Wasserstoffemissionen entlang der Prozesse in den Szenarien (Kap 5.3.2)

Modelloutput	Szenario 1			Szenario 2			Szenario 3			Szenario 4			Szenario 5		
	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Nachfragemenge in kt	105.000	125.000	180.000	140.000	385.000	525.000	120.000	200.000	298.500	105.000	125.000	180.000	140.000	385.000	525.000
Gehandelte Menge in kt	19.046	29.672	55.657	28.886	100.061	156.587	23.555	49.897	106.884	19.643	48.343	64.389	30.530	146.164	194.117
Handelsanteil in %	18,1%	23,7%	30,9%	20,6%	26,0%	29,8%	19,6%	24,9%	35,8%	18,7%	38,7%	35,8%	21,8%	38,0%	37,0%
Wasserstoffemissionen durch den Prozess der:	-			-			-			-			-		
Herstellung in kt	2.525	7.375	14.626	3.600	26.187	45.503	2.885	12.674	26.281	2.476	8.987	15.322	3.501	30.150	48.183
Verflüssigung in kt	303	1.003	2.068	565	3.347	5.664	360	1.660	3.878	282	1.762	2.386	505	5.218	6.891
Beladung in kt	1.963	2.847	5.283	2.977	9.599	14.863	2.428	4.787	10.145	2.025	4.638	6.112	3.147	14.022	18.425
Transport in kt	995	2.044	3.834	1.433	6.754	10.592	1.477	3.545	7.268	1.466	3.950	4.458	2.254	11.549	14.179
Entladung in kt	1.601	2.337	4.346	2.429	7.907	12.275	1.956	3.924	8.372	1.806	3.722	5.027	2.493	11.316	15.121
Speicherung in kt	661	965	1.795	1.003	3.265	5.069	808	1.620	3.458	663	1.537	2.076	1.030	4.673	6.245
Gesamte Wasserstoffemissionen in kt	8.047	16.572	31.952	12.008	57.060	93.967	9.914	28.210	59.402	8.517	24.595	35.381	12.930	76.929	109.044
Produktionsmenge in kt	115.616	133.289	209.947	154.786	422.271	605.702	132.695	216.482	362.493	116.213	151.961	218.679	156.430	468.374	643.231
Verlustbedingte Mehrproduktion in %	10,1%	6,6%	16,6%	10,6%	9,7%	15,4%	10,6%	8,2%	21,4%	10,7%	21,6%	21,5%	11,7%	21,7%	22,5%

Anhang J: Wasserstoffemissionen in kt nach Weltregion, Szenario und Jahr (Kap 5.3.3)

Weltregion	Szenario 1			Szenario 2			Szenario 3			Szenario 4			Szenario 5		
	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
ECOWAS	n.A.	n.A.	n.A.	n.A.	n.A.	n.A.	n.A.	n.A.	n.A.	0,5	718,9	53,3	0,6	1.628,3	143,4
Europa	323,8	1.055,4	1.956,0	397,8	2.997,3	5.260,1	704,9	1.694,2	3.223,3	753,2	1.180,9	2.366,5	925,6	3.353,9	6.152,4
Lateinamerika	280,2	717,9	6.143,5	371,2	2.464,7	14.892,1	239,7	1.288,5	9.207,8	304,4	1.623,6	5.394,5	507,4	4.707,1	13.312,2
Naher Osten	200,9	1.696,0	2.048,1	428,2	3.987,6	4.754,6	580,1	2.367,4	4.581,3	402,4	1.649,5	2.823,5	662,9	3.751,0	6.732,3
Nordafrika	729,5	1.468,0	1.680,0	896,6	5.925,3	7.082,1	459,8	2.532,4	4.592,4	359,4	2.210,2	1.852,6	441,7	7.469,1	8.740,6
Nordamerika	262,0	1.253,4	5.388,9	252,7	3.423,1	11.963,2	390,0	1.957,6	8.015,1	415,7	2.784,9	5.073,5	561,9	6.886,1	11.777,2
Ozeanien	1.106,7	1.801,8	1.964,4	1.574,2	5.122,8	4.628,3	1.253,3	2.771,4	3.141,5	1.086,5	2.498,6	2.112,8	1.430,4	6.909,5	4.938,1
Subsahara-Afrika	n.A.	1.103,0	1.015,1	n.A.	5.414,7	6.760,0	318,8	2.301,0	3.241,1	287,8	1.144,1	2.098,5	457,2	6.126,3	10.189,8
Südostasien	1.258,9	1.690,0	2.658,2	2.683,1	8.320,0	12.392,1	1.867,6	3.512,7	5.804,1	1.301,9	1.790,1	2.764,1	2.734,5	8.602,8	12.743,5
Zentral Asien	0,1	89,2	160,5	0,1	1.516,9	1.540,3	5,0	481,3	1.344,2	13,5	144,7	419,4	23,0	1.721,8	3.862,1
Weltmeere	3.885,5	5.697,4	8.937,4	5.404,4	17.887,1	24.694,2	4.095,2	9.303,5	16.251,0	3.591,4	8.850,0	10.422,6	5.184,6	25.772,9	30.452,5
Summe	8.047,4	16.571,9	31.952,1	12.008,2	57.059,6	93.967,0	9.914,5	28.210,0	59.401,8	8.516,7	24.595,4	35.381,3	12.929,7	76.928,8	109.044,2

Anhang K: Übersicht verwendeter Hilfsmittel

In der Arbeit wurde an vereinzelten Stellen „ChatGPT“ der Firma OpenAI verwendet. Die Nutzung diente dabei der Kontrolle und Verbesserung einzelner Sätze, hinsichtlich Rechtschreibung und Satzbau. Des Weiteren wurde während der anfänglichen Literaturrecherche die Deep Research Funktion genutzt, um Wasserstoffstrategien unterschiedlicher Länder zu finden. Vorrangig handelt es sich dabei um Länder in Lateinamerika und Asien, in welchen die französische, portugiesische, russische oder chinesische Sprache verwendet wird.

Eine generative Nutzung zum Erstellen ganzer Passagen hat nicht stattgefunden. Auch wurde bei der Erarbeitung der Ergebnisse auf den Einsatz von künstlicher Intelligenz konsequent verzichtet. Gerade vor dem Hintergrund, dass es sich bei meiner Arbeit um nicht veröffentlichtes Material handelt habe ich darauf verzichtet, Informationen KI-Plattformen zur Verfügung zu stellen.