

Kurzbericht

Vorhaben: H2-Lieferkette Nordwesteuropa: „Forschungsvorhaben zur schiffsbasierten Wasserstofflieferkette von Exportländern aus Nordwesteuropa nach Deutschland als Grundlage für mögliche zukünftige Demonstrationsprojekte“

Laufzeit: 01.04.2023 – 30.11.2024

Förderkennzeichen: 01DS23012

Deutschland benötigt zur Erreichung seiner Klimaziele große Mengen grünen Wasserstoffs, die heimisch nicht gedeckt werden können. Die nationale Strategie nennt erste Mengenschätzungen und Eckpunkte für den Import, lässt jedoch Fragen offen: Welche chemische Form (flüssig, komprimiert, Ammoniak, Methanol, LOHC) ist am effizientesten? Welche Transport- und Logistikrouten von Exportregionen wie Irland, Schottland oder Norwegen eignen sich? Und in welchem Umfang lassen sich unterschiedliche Derivate für spezifische Industrien einsetzen? Deshalb sind praxisnahe Demonstrationsprojekte unabdingbar, um technische Machbarkeit, Wirtschaftlichkeit und regulatorische Rahmenbedingungen zu prüfen.

Das Projekt führt eine Voruntersuchung der gesamten Lieferkette aus Nord- und Nordwesteuropa nach Deutschland durch. Zunächst werden Exportregionen auf elektrolytische Produktionsmengen, vorhandene Speicher- und Umschlaginfrastruktur sowie politische und regulatorische Voraussetzungen hin bewertet. Parallel erfolgt eine Bedarfsanalyse deutscher Industrien anhand typischer Prozessprofile und Ausbauszenarien, um Potenziale für elementaren Wasserstoff versus chemische Träger abzuschätzen. Anschließend werden Transport- und Umwandlungsketten (Seefracht, Hafeninfrastruktur, Versorgungsnetze) auf technische Machbarkeit, Logistikkosten und Investitionsbedarf verglichen. Eine abschließende ökonomische Bewertung ermittelt den Förderbedarf und bewertet Zertifizierungsmodelle, Sicherheitsstandards und rechtliche Vorgaben. Die gewonnenen Erkenntnisse bilden die Basis für nachfolgende Demonstrationsprojekte und einen schnellen Markthochlauf einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft.

Der aktuelle Stand der Technik zeigt, dass der Einsatz von elementarem Wasserstoff zur CO₂-Reduktion in der Industrie verstanden ist, jedoch Unsicherheiten bei den benötigten Gesamtmengen und dem zeitlichen Hochlauf bestehen. Zwar sind erste Prozesse identifiziert, verlässliche Prognosen zur Aufteilung des Bedarfs auf reinen Wasserstoff versus Derivate sowie auf inländische Produktion versus Import fehlen jedoch. Im Seewegtransport werden derzeit kryogener LH₂, komprimierter CH₂, LOHC sowie Ammoniak und Methanol als Träger erprobt. Die dafür notwendigen Umwandlungs-, Lager- und Umschlagsprozesse weisen meist niedrige TRL-Stufen auf. Energieeffizienz, Kosten und Sicherheitsanforderungen müssen für realistische und erforderliche Skalierungen untersucht werden. Ein belastbares Zertifizierungssystem für klimafreundlichen Wasserstoff ist essenziell. EU-RED-II-Kriterien, freiwillige Standards und Normen bilden die Basis, doch Lücken bei Emissionsquantifizierung und Lebenszyklusanalyse bestehen. Schließlich liegen in Europa hochaufgelöste Potenzial- und Kostendaten für PV- und Windstrom vor, jedoch fehlen Studien zum Einfluss großflächiger Exporte auf die Energiesysteme der Exportländer und zur erforderlichen Unternehmensstruktur.

Der Arbeitsplan umfasste fünf Phasen von der Bedarfsanalyse bis hin zu den Empfehlungen für die Etablierung von ersten Lieferketten aus Nordwesteuropa. Zunächst wurden hafennahe Industrieanlagen in deutschen Häfen für den kurzfristigen Umstieg auf grünen Wasserstoff und wasserstoffhaltige Energieträger mittels Datenbanken, Literatur und Expertengesprächen identifiziert. Daran angeschlossen hatten sich Analysen zum Importkorridore aus

Nord-/Nordwesteuropa (Elektrolyse, Seetransport, Umschlag, Speicher) hinsichtlich Investitions- und Betriebskosten bis 2030. Im Rahmen der Umfeldanalyse in der dritten Projektphase wurde überprüft, ob Zertifizierungsanforderung hinsichtlich eines RFNBO konformen Energieträgers eingehalten wurden sowie relevante Regulierungsanforderungen erfüllt wurden. Die vierte Phase fokussierte sich auf die Exportländer und bewertete den Ausbau erneuerbarer Energien und die Unternehmensstrukturen vor Ort. Im letzten Schritt wurden alle Analysen zusammengeführt und im Rahmen von Stakeholder-Interaktionen Empfehlungen und Schlussfolgerungen für die Etablierung von Lieferketten aus Nordwesteuropa nach Deutschland gegeben.

Die Analysen zeigen, dass sich kurzfristig Lieferketten von Nordwesteuropa nach Deutschland nur unter Unsicherheiten etablieren lassen – technische, wirtschaftliche und vor allem regulatorische Rahmenbedingungen fehlen. Hafennahe Verbraucher sehen Wasserstoff und chemische Wasserstoffträger (insbesondere Ammoniak) als essenziell zur Substitution fossiler Prozesse. Flüssigwasserstoff wird nur dort favorisiert, wo die Kälte nutzbar ist oder ein direkter Bedarf besteht.

In deutschen Häfen existieren bereits nutzbare Infrastrukturen für Methanol und Ammoniak, wohingegen Infrastrukturen für Flüssigwasserstoff und LOHC noch weniger ausgereift sind. Häufig erschweren auch begrenzte Flächen und unterschiedliche Betriebsmodelle einen zentralisierten Ausbau. Der Anschluss an das nationale Wasserstoff-Kernnetz und langfristige Abnahmeverträge mit Ankerkunden gelten als wichtige Voraussetzung für Investitionen und Etablierung von Lieferketten. Kleinere Verbraucher können tendenziell kurzfristiger Nachfrage entwickeln, da Investitionsbedarfe meist kleiner ausfallen und sich schneller umsetzen lassen, werden aber für den Infrastrukturaufbau in den Häfen häufig erst nach der Verankerung von Großabnehmern gesehen.

Exportländer können die zunächst geringen Mengen liefern, da ausreichend erneuerbare Energien vorhanden sind. Der Wettbewerb insbesondere mit Großbritannien um Wasserstoffträger bleibt jedoch hoch. Die Hafenstrukturen in den Exportländern müssen weiter ausgebaut werden, ebenso die Kooperation mit deutschen Partnern. LOHC-Ketten sind wegen Dehydrierungsanforderungen (RFNBO) komplexer und bei Methanol-Ketten kann der Umgang mit Kohlendioxid (Kreislaufwirtschaft) den Aufwand erhöhen.

Für den Seetransport stehen verschiedene Schiffstypen bereit; Flüssigwasserstoff- und Drucktanker befinden sich jedoch noch im Teststadium bzw. ersten Erprobung. Geringe Anfangsmengen führen generell zu einer ineffizienten Auslastung, sodass Mindestschiffgrößen und Hafenerlager unabdingbar sind. Die Transithäfen sind meist besser vorbereitet und verknüpfen sich eng mit deutschen Drehkreuzen wie dem Duisburger Hafen.

Die gravierendste Hürde bleibt die Wirtschaftlichkeit: Erzeugungskosten übersteigen die fossilen Alternativen trotz steigender ETS-Emissionspreise deutlich. Für den kontinuierlichen Betrieb sind kurzfristig Förderungen der operativen Kosten notwendig.

Langfristige Lieferverträge und klare regulatorische Rahmenbedingungen sind essenziell für eine Etablierung und Hochlauf der Lieferketten. Einen klaren Favoriten bei den Energieträgern konnte nicht identifiziert werden, wobei kurzfristig wohl eher Ammoniak und Methanol (stofflich) eine Rolle spielen könnten. LOHC wird technologisch divers gesehen, es scheint sich aber auch für eine sehr kurzfristige Versorgung zu eignen. Eine förderseitige Konzentration auf je einen Energieträger pro Hafen zu Beginn könnte spätere Stranded Assets reduzieren. Mittelfristig könnten dann weitere Infrastrukturen je nach Etablierung der Bedarfe aufgebaut werden. Durch gestaffelte Fördermodelle, die initial Kostenrisiken senken und schrittweise auslaufen, könnten sich First-Mover-Projekte mit tragfähigen Businessplänen fördern lassen. Konkrete Empfehlungen für Demonstrationsprojekte hängen jedoch von den Rahmenbedingungen einer möglichen Förderung ab.

Abschlussbericht

Projekt H2-Lieferkette Nordwesteuropa

„Forschungsvorhaben zur schiffsbasierten Wasserstofflieferkette von Exportländern aus Nordwesteuropa nach Deutschland als Grundlage für mögliche zukünftige Demonstrationsprojekte“

Zusammenfassender Bericht

Beteiligte Partner: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe
Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG
Gulbener Straße 23, 03046 Cottbus

Förderkennzeichen: 01DS23012
Berichtszeitraum: 01.04.2023 – 30.11.2024

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Verantwortlich für diesen Abschlussbericht

Im hier vorliegenden Abschlussbericht sind die Ergebnisse des Fraunhofer ISI und des Fraunhofer IEG zusammengefasst dargestellt. Die Verantwortlichkeiten für diese Veröffentlichung liegen bei den folgenden Autoren.

Projektpartner	Bearbeiter	Kontakt
Fraunhofer ISI	Michael Haendel	michael.haendel@isi.fraunhofer.de
	Manish Khanra	manish.khanra@isi.fraunhofer.de
	Dr. Benjamin Lux	benjamin.lux@isi.fraunhofer.de
	Wolfgang Männer	wolfgang.maenner@isi.fraunhofer.de
	Marius Neuwirth	wolfgang.maenner@isi.fraunhofer.de
	Matia Riemer	matia.riemer@isi.fraunhofer.de
	Dr. Jakob Wachsmuth	Jakob.Wachsmuth@isi.fraunhofer.de
Fraunhofer IEG	Philipp Ehbrecht	philipp.ehbrecht@ieg.fraunhofer.de
	Dr. Christoph Nolden	christoph.nolden@ieg.fraunhofer.de
	Dr. Elena Timofeeva	elena.timofeeva@ieg.fraunhofer.de

Inhalt

1	Kurzdarstellung zum Vorhaben.....	4
1.1	Aufgabenstellung.....	4
1.2	Voraussetzungen für das Vorhaben	4
1.3	Planung und Ablauf des Vorhabens	5
1.4	Stand der Wissenschaft und Technik zu Projektbeginn	6
1.5	Zusammenarbeit mit anderen Stellen	7
2	Ergebnisse der Arbeitspakete.....	7
2.1	Arbeitspaket 1: Analyse und Bewertung von potenziellen Wasserstoff- Anwendungsprozessen	7
2.1.1	Zielsetzung des Arbeitspaketes	7
2.1.2	Erzielte Ergebnisse im Vergleich zur Zielsetzung.....	8
2.2	Arbeitspaket 2:	31
2.2.1	Zielsetzung des Arbeitspaketes	31
2.2.2	Erzielte Ergebnisse im Vergleich zur Zielsetzung.....	31
2.3	Arbeitspaket 3:	36
2.3.1	Zielsetzung des Arbeitspaketes	36
2.3.2	Erzielte Ergebnisse im Vergleich zur Zielsetzung.....	36
2.4	Arbeitspaket 4: Auswirkungen auf das Energieversorgungssystem der Lieferländer.....	41
2.4.1	Zielsetzung des Arbeitspaketes	41
2.4.2	Erzielte Ergebnisse im Vergleich zur Zielsetzung.....	41
2.5	Arbeitspaket 5:	46
2.5.1	Zielsetzung des Arbeitspaketes	46
2.5.2	Erzielte Ergebnisse im Vergleich zur Zielsetzung.....	46
2.6	Eingesetzte Ressourcen	49
2.7	Verwertbarkeit der Ergebnisse im Sinne des Verwertungsplans	49
2.8	Bekannt gewordener Fortschritt an anderen Stellen.....	49
2.9	Erfolgte und geplante Veröffentlichung der Ergebnisse	49
3	Literaturverzeichnis.....	50
4	Anhang: Techno-ökonomische Parameter für Umwandlungs- und Transporttechnologien	57

1 Kurzdarstellung zum Vorhaben

1.1 Aufgabenstellung

Um die ambitionierten Klimaschutzziele Deutschlands zu erreichen, wird in den kommenden Jahren ein erheblicher Anteil an grünem Wasserstoff und wasserstoffhaltigen Energieträgern benötigt, der allein durch heimische Erzeugung nicht abgedeckt werden kann. Zwar definiert die aktualisierte nationale Wasserstoffstrategie erste Mengenschätzungen und strategische Eckpunkte für den Import, doch bleiben wesentliche Fragestellungen offen: In welcher chemischen Form (flüssiger Wasserstoff, komprimierter Wasserstoff, Ammoniak, Methanol, LOHC) lässt sich die Lieferung am effizientesten gestalten? Welche Transportrouten und -logistiken führen zuverlässig von potenziellen Exportländern wie Irland, Schottland oder Norwegen nach Deutschland? Und in welchem Maße können die einzelnen Derivate den spezifischen Bedarf unterschiedlicher Industriezweige hierzulande decken? Angesichts dieser Unsicherheiten sind praxisnahe Demonstrationsprojekte unerlässlich, um die technische Machbarkeit zu validieren, wirtschaftliche Kennzahlen zu erheben und regulatorische Rahmenbedingungen zu testen.

Ziel des vorliegenden Projekts ist daher die Durchführung einer umfassenden Voruntersuchung, die die gesamte Wasserstofflieferkette von Nord- und Nordwesteuropa nach Deutschland auf ihre Eignung als kurzfristige Importroute hin evaluiert. Hierzu werden zunächst ausgewählte Exportregionen analysiert: Deren elektrolytisch erzeugte Wasserstoffmengen, vorhandene Infrastruktur für Speicherung und Umschlag sowie politische und regulatorische Voraussetzungen werden systematisch bewertet. Parallel dazu wird auf der Nachfrageseite untersucht, welche industriellen Anwendungen in Deutschland am vielversprechendsten für eine Umstellung auf Wasserstoff beziehungsweise dessen Derivate sind. Anhand typischer Prozessprofile und Ausbauszenarien werden mögliche Nachfragebandbreiten ermittelt und der potenzielle Beitrag von elementarem Wasserstoff versus chemischen Trägern wie Ammoniak oder Methanol gegenübergestellt.

In einem weiteren Schritt werden unterschiedliche Transport- und Umwandlungsketten ausgearbeitet und hinsichtlich technischer Machbarkeit, Logistikkosten und Investitionsbedarf verglichen. Dies umfasst sowohl die Seefracht über Tankschiffe als auch die erforderliche Hafeninfrastruktur und Zuliefernetze an den deutschen Zielhäfen. Abschließend erfolgt eine detaillierte ökonomische Analyse, um eine grobe Einordnung zum Förderbedarf zu ermöglichen. Ergänzt wird dies durch eine Prüfung relevanter Zertifizierungsmodelle, Sicherheitsstandards und rechtlicher Vorgaben entlang der Lieferkette. Die Ergebnisse dieser Voruntersuchung sollen eine Grundlage für die konkrete Planung und Finanzierung nachfolgender Demonstrationsprojekte darstellen, mit denen Deutschland kurzfristig belastbare Erkenntnisse für den Hochlauf einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft gewinnen kann.

1.2 Voraussetzungen für das Vorhaben

Die wesentliche Voraussetzung für das Vorhaben stellt das Bestreben nach einem dekarbonisierten Energiesystem dar so wie es unter anderem im Pariser Klimaabkommen beschlossen wurde und auch in den energiepolitischen Zielen der Bundesregierung festgehalten wurde. Wasserstoff gilt

dabei als eine der Schlüsseltechnologien, um schwer zu elektrifizierende bzw. dekarbonisierende Verbraucher auf eine klimafreundliche Energienutzung umzustellen. Verschiedene Versorgungswege sorgen dabei für ein robusteres Energiesystem, das potenziell besser für Krisen gewappnet ist. Eine effiziente Nutzung der Potenziale an erneuerbaren Energien sorgt zudem dafür, dass die volkswirtschaftlichen Kosten möglichst geringgehalten werden können. Dies setzt jedoch voraus, dass mindestens auf europäischer Ebene ein gemeinsames Verständnis zu einem europäischen Energiesystem existiert und die europäischen Länder auch die Bereitschaft haben an dieser gemeinsamen Transformation mitzuwirken. Für die sich ergebenden technische, ökonomische, regulatorische und systemische Fragestellungen wurden entsprechende Kompetenzen zusammengebracht. Die Projektpartner vereinten dabei wichtige Schnittstellen und Kompetenzen, sodass eine weitere Voraussetzung für eine erfolgreiche Umsetzung der Projektziele gegeben war.

1.3 Planung und Ablauf des Vorhabens

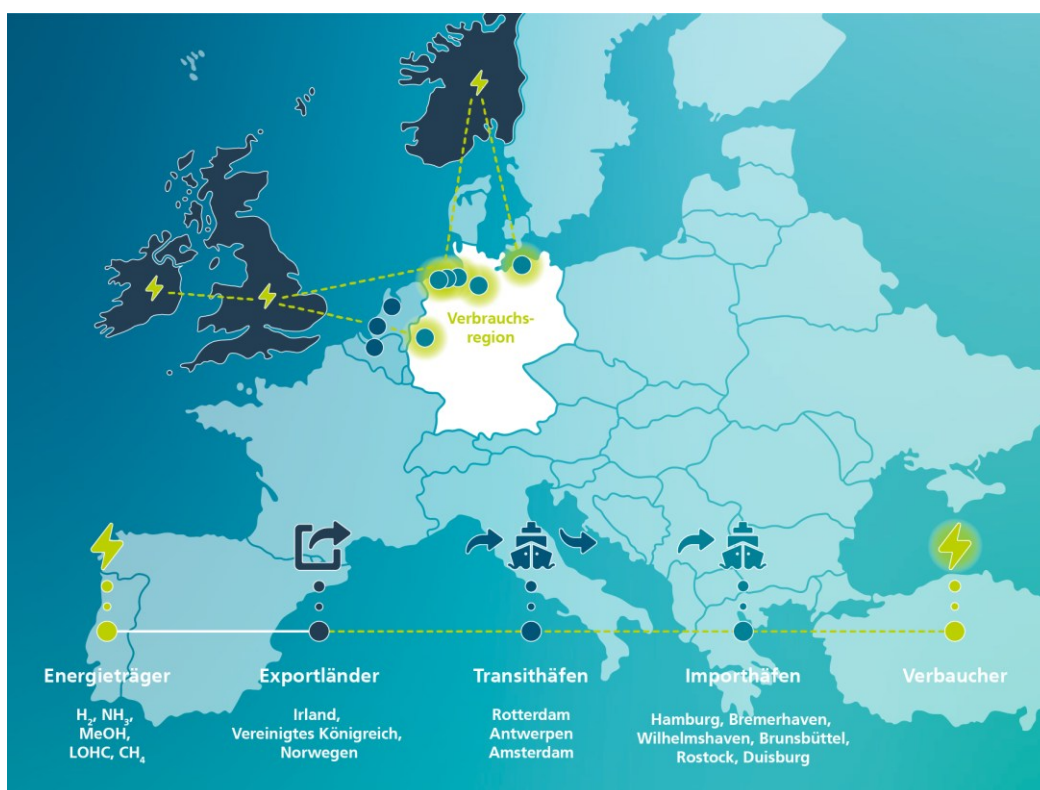


Abbildung 1: Exportländer und Transit- und Importhäfen für die untersuchten Lieferketten

Der Arbeitsplan sieht einen integrativen, in fünf aufeinander abgestimmten Phasen organisierten Vorgehensrahmen vor, der von der Bedarfsanalyse bis zur Vorbereitung konkreter Demonstrationsprojekte reicht. Fokus dabei sind die Wasserstofflieferketten von Ländern aus Nordwesteuropa nach Deutschland. Abbildung 1 veranschaulicht die Systemgrenzen der Studie. Zu Beginn werden mithilfe von Unternehmens- und Standortdatenbanken hafennahe Industrieanlagen in deutschen See- und Binnenhäfen identifiziert, die kurzfristig auf grünen Wasserstoff oder seine Derivate umsteigen können. Dabei fließen Literaturrecherchen, laufende Projekte sowie bei Bedarf Experteninterviews ein, um ein belastbares Mengengerüst für elementaren Wasserstoff und Trägerstoffe (Ammoniak, Methanol, LOHC) zu erstellen (AP 1). Parallel dazu werden mögliche Importrouten

aus Nord- und Nordwesteuropa anhand technischer Parameter und Kostenkennzahlen analysiert: Von der Elektrolyse in Ländern wie Irland oder Norwegen über den Seetransport in flüssiger oder chemisch gebundener Form bis zur Umschlag- und Speicherinfrastruktur an deutschen Häfen. Diese technischen Lieferketten werden im Hinblick auf Investitionsbedarf, Betriebskosten und Zeithorizont bis 2030 verglichen (AP 2). Zeitgleich erfolgt eine Prüfung der Zertifizierungs- und Regulierungsanforderungen: Kriterien der RED II, freiwillige Standards (z. B. CertifHy) sowie sicherheitsrechtliche Rahmenbedingungen werden auf ihre Anwendbarkeit und mögliche Hürden untersucht (AP 3). Ergänzend wird der zusätzliche Ausbau erneuerbarer Energien in den Exportländern bewertet, um den grünen Strombedarf für die Wasserstoffproduktion realistisch abzubilden (AP 4). Abschließend werden alle gewonnenen Daten in eine gesamtökonomische Bewertung überführt und im Rahmen zweier Stakeholder Interaktionen mit Stakeholdern aus Industrie, Behörden und Forschung Entwicklungsmöglichkeiten für Demonstrationsprojekte von 2025 bis 2030 gemeinsam erarbeitet (AP 5). Dieses Zusammenspiel aus technischer Machbarkeitsprüfung, wirtschaftlicher Analyse und übergreifenden Austausches soll dann eine Grundlage für eine verlässliche Planung und Finanzierung erster Pilotvorhaben legen. Das Vorhaben war für einen Zeitrahmen von 18 Monaten geplant und wurde um 2 Monate zwecks Durchführung einer größeren Abschlussveranstaltung mit anderen Projekten zum Themenfeld „Wasserstofflieferketten“ verlängert. Der ursprüngliche Zeitplan ist in Abbildung 2 abgebildet.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	2023									2024								
	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9
AP 1 Analyse und Bewertung von potentiellen Wasserstoff-Anwendungsprozessen																		
AP 2 Identifikation und Analyse von Transportrouten und Umwandlungsketten																		
AP 3 Zertifizierung und Regulierung																		
AP 4 Auswirkungen auf das Energieversorgungssystem der Lieferländer																		
AP 5 Gesamtökonomische Betrachtung und Stakeholder-Interaktion																		

Abbildung 2: Gantt-Diagramm zum Arbeitsplan

1.4 Stand der Wissenschaft und Technik zu Projektbeginn

Der aktuelle Stand der Technik zu Projektbeginn zeigte, dass der Einsatz von elementarem Wasserstoff zur CO₂-Reduktionsminderung in industriellen Prozessen prinzipiell gut verstanden ist, gleichzeitig aber erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der benötigten Gesamtmengen und insbesondere des zeitlichen Hochlaufs bestehen. Zwar lässt sich heute recht zuverlässig bestimmen, in welchen Prozessen Wasserstoff initial zum Einsatz kommen sollte, doch fehlen belastbare Prognosen zur Aufteilung des Gesamtbedarfs in reinen Wasserstoff versus Derivate sowie in heimische Produktion versus Import. Hier ist weiterer Forschungsbedarf erforderlich, um für Planungszwecke zuverlässige Bedarfsprofile zu erstellen.

Für den Seewegtransport von Wasserstoff sind verschiedene technische Optionen in der Erprobung oder frühen Anwendung: Flüssiger Wasserstoff (LH₂) bei kryogenen Temperaturen, komprimierter Wasserstoff (CH₂) in Hochdruckbehältern, chemisch gebundene Träger (LOHC) oder chemischer Transport von Wasserstoff in Form von Ammoniak und Methanol. Jede Form erfordert eigene Umwandlungs-, Lager- und Umschlagsprozesse, deren technische Reife (TRL-Level) bislang oft auf niedrigen Stufen verharret und für die es kaum vorhandene Hafen- bzw. Industrieinfrastrukturen gibt. Auch die Energieeffizienz, Kostenstrukturen und Sicherheitsanforderungen der einzelnen Ketten sind zwar in ersten Studien skizziert, müssen aber noch im Hinblick auf realistische Skalierungen und Hafenstandorte geprüft werden.

Auf regulatorischer Ebene ist ein belastbares Zertifizierungssystem für klimafreundlichen Wasserstoff zentral, um Emissionsminderungen entlang der Lieferkette nachweisen zu können. Die Europäische Union verankert hier die Kriterien in der RED II [1] und deren anstehender Revision, welche sich noch in Bearbeitung befinden. Hinzu kommen freiwillige Standards wie CertifHy [2] oder Normen von TÜV Süd/-Rheinland [3]. Nach Forschenden [4] ist eine Forschungslücke beim Thema Zertifizierung die genaue Quantifizierung von Emissionen von Wasserstoffwertschöpfungsketten innerhalb bestimmter Systemgrenzen. Weiterhin ist noch nicht geklärt, welches Zertifizierungssystem mit welchen Kriterien sich durchsetzen wird und welche Auswirkungen dies auf den Wasserstoffhandel hat. Damit verbunden besteht die Herausforderung, einen Berechnungsrahmen für die Lebenszyklusemissionen zu bestimmen [5]. Zu berücksichtigen sind weiterhin zum einen Regularien zu Sicherheitsaspekten, zu technischen Anforderungen beim Schiffstransport sowie zu klimapolitischen Aspekten wie die Anrechnung von Wasserstoff auf die Erneuerbaren-Ziele. Da Wasserstoff bisher noch nicht global gehandelt wird, besteht eine Forschungslücke darüber, welche regulatorischen Anforderungen sich für den Handel ergeben bzw. ergeben werden und welche Handlungsempfehlungen sich daraus für den Aufbau von Wertschöpfungsketten ableiten lassen.

Für die Bedarfsdeckung über erneuerbare Energien liegen in Europa bereits hochaufgelöste Potenzial- und Kostendaten zeitlich hoch aufgelöst für PV- und Windstrom vor, die als Basis für techno-ökonomische Analysen dienen. Gleichwohl fehlen spezifische Untersuchungen zur Rückwirkung großflächiger Wasserstoffexportprojekte auf die Energieversorgungssysteme der Exportländer, welche für diese Studie erforderlich sind. Gleiches trifft auf die für eine Umsetzung benötigte Unternehmensstruktur zu, die es in den Exportländern zu untersuchen gilt.

1.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Die Bearbeitung des Vorhabens erfolgte im Rahmen der Kooperation der beiden Forschungsinstitute. Für die Abschlussveranstaltung wurde zusammen mit dem BMBF, dem BMWK und den Projektträgern DLR und PtJ gearbeitet. Ansonsten fand im Rahmen des Projektes keine Zusammenarbeit mit anderer Stelle statt.

2 Ergebnisse der Arbeitspakete

2.1 Arbeitspaket 1: Analyse und Bewertung von potenziellen Wasserstoff-Anwendungsprozessen

2.1.1 Zielsetzung des Arbeitspaketes

Ziel dieses Arbeitspakets ist es, Wasserstoffverbraucher zu identifizieren, die kurzfristig substantielle Mengen an klimafreundlichem Wasserstoff einsetzen können und direkt am Hafen oder hafennah gelegen sind. Die Analyse der Industrieprozessketten soll dabei unter dem Aspekt Wasserstoff zur Emissionsreduktion einsetzen zu können betrachtet werden. Neben dem Einsatz von klimafreundlichem Wasserstoff soll dabei auch geprüft werden, inwieweit Wasserstoffderivate zum Einsatz kommen können. Zudem soll für ausgewählte Verbraucher herausgearbeitet werden, welche Importmengen benötigt werden und welche Wirtschaftlichkeit mit einem importierten klimafreundlichen Energieträger in diesem Fall erzielt werden kann.

2.1.2 Erzielte Ergebnisse im Vergleich zur Zielsetzung

2.1.2.1 Vorgehen

Die Analyse potenzieller Wasserstoff-Anwendungsprozesse gliederte sich in drei Schritte: Der allgemeinen Identifikation der Verbraucher, der Anbindungsmöglichkeit an die Hafen Importinfrastruktur und einer wirtschaftlichen Einordnung der Importkosten.

Im ersten Schritt wurden mögliche kurzfristiger Wasserstoffverbraucher in der Nähe der im Projekt betrachteten Häfen für mögliche zukünftige Wasserstoff- oder Derivat-Importe identifiziert. Fokus des Untersuchungsrahmens waren die Nordseehäfen in Deutschland sowie der deutsche Binnenhafen Duisburg. Zudem wurden der Ostseehafen in Rostock und die großen Hafenstandorte in der Nordsee, wie Rotterdam, Amsterdam und Antwerpen/Brügge, in die Untersuchung mit einbezogen, da über sie bspw. auch der Duisburger Binnenhafen erreichbar ist. Das Vorgehen gliederte sich in vier Schritte.

1. Analyse der im jeweiligen Hafencluster zugehörigen Industrien und deren Prozesse zur Bewertung des aktuellen Wasserstoffeinsatzes sowie mögliche zukünftige wasserstoffbasierte Prozessoptionen.
 - a. Zur Identifikation von Wasserstoffverbrauchern wurden Standortdatenbanken bzw. Unternehmenslisten eingesetzt, deren Prozesse im Anschluss auf eine grundsätzliche Eignung zur Wasserstoffnutzung geprüft wurden.
2. Prüfung der möglichen Nutzung von Wasserstoffderivaten als Energieträger oder stofflichen Grundstoff der in Schritt 1 identifizierten Prozesse.
 - a. Zur Beurteilung wurde dabei sowohl auf bestehende Literatur (z. B. Fachpublikationen, Studien) als auch aktuell laufende Aktivitäten (z. B. Forschungsprojekte, Unternehmensankündigungen) zurückgegriffen.
 - b. In Einzelfällen kamen ergänzend für ausgewählte Verbraucher bei schlechter Datenlage auch Experteninterviews oder vor Ort Erkundigungen in Frage, um den Energieträgereinsatz besser zu evaluieren.
3. Zusammenstellung der Erkenntnisse und Erarbeitung eines Mengengerüsts für elementaren Wasserstoff und seine Derivate.
 - a. Hierzu wurden Unternehmensstrategien bzgl. der Transformation berücksichtigt. Dieses Mengengerüst wurden anschließend den APs 2 und 4 für ihre Untersuchungen zur Verfügung gestellt.
4. Einbeziehung der Ergebnisse aus den APs bzgl. der Importkosten von Wasserstoff bzw. den Wasserstoffderivaten, um das zuvor aufgestellte Mengengerüst für ausgewählte Verbraucher noch einmal hinsichtlich seiner Wirtschaftlichkeit einzuordnen.

Im zweiten Schritt wurde auf Basis einer Medienanalyse und durchgeführten Experteninterviews die Situation in den Häfen hinsichtlich der Infrastruktur und strategischen Planungen erfasst, um eine Einordnung zum kurzfristigen Umsetzungspotenzial zu erhalten. Die Medienanalyse bildete hierbei die Grundlage, deren Ergebnisse durch die Experteninterviews versucht wurde zu verifizieren.

Im dritten und letztem Schritt wurde anschließend für als besonders relevante und kurzfristig an Wasserstoff bzw. wasserstoffhaltigen Energieträgern interessierten Verbrauchern exemplarisch ein Blick auf die Wirtschaftlichkeit geworfen. Hierfür wurden Szenarien definiert, welche möglichst viele Optionen vereinfacht darstellen und möglichst repräsentative Aussagen am Ende ermöglichen.

2.1.2.2 Ergebnisse zur Identifikation potenzieller Wasserstoffverbraucher

Für die Identifikation aktueller und potenziell zukünftiger Wasserstoffverbraucher wurde zunächst die Fraunhofer ISI Industrie-Datenbank für energieintensive Industrien genutzt. Diese deckt alle Standorte der energieintensiven Branchen Stahl, Grundstoffchemie, nichtmetallischen Mineralien (Zement, Kalk, Glas), Papier und Zellstoff und Raffinerien ab. Mit Hilfe der Kenntnis über diese Branchen und Industriestandorte wurden die Cluster in der Nähe der im Projekt identifizierten, möglichen Importhäfen untersucht. Unter Einbeziehung von anlagenspezifischen Informationen wie Produktionsmengen, Alter der Anlagen und typischen Lebensdauern konnten die jeweiligen Zeitpunkte einer möglichen Prozessumstellung auf die Nutzung von Wasserstoff ermittelt und ein entsprechendes Szenario für einen theoretisch machbaren Hochlauf entworfen werden. Zur Quantifizierung der Mengen wurden Alternativprozesse zur Nutzung von Wasserstoff oder Derivaten analysiert und mit ihren technischen Parametern quantifiziert.

Außerdem erfolgte die Einbeziehung von Experteninterviews zur Identifikation des aktuellen Umschlags von Wasserstoff und Derivaten (Methanol, Ammoniak) an den untersuchten Häfen (siehe Abschnitt 2.1.2.3), sowie deren bereits bekannte zukünftige Pläne zur Umstrukturierung für einen Umschlag von Wasserstoff und dessen Derivate. Diese tiefergehende Analyse ermöglichte die Berücksichtigung von hafennahen kleineren Abnehmern sowie die Unterscheidung in Großabnehmer und Kleinabnehmer sowie die Einordnung der zukünftigen Abhängigkeit von Wasserstoff mit größerer Wahrscheinlichkeit (wenig Alternativen) und weniger Wahrscheinlichkeit (mögliche Alternativtechnologien, z.B. Elektrifizierung), um das Potenzial im skizzierten Szenario nicht zu überschätzen.

Die detaillierte und einheitliche Methode zur Ermittlung der zukünftigen Wasserstoffmengen basiert auf der Grundlage der Produktionskapazitäten der existierenden Anlagen und entsprechender Kalibrierung der Produktionsmengen auf das Jahr 2022. Entsprechende Details und Datenbasis dieser Analyse sind hierzu auch in [6,7] dargestellt. Darauf aufbauend erfolgte zudem die Analyse möglicher Alternativtechnologien zur Wasserstoffnutzung und entsprechende Parametrisierung. Die zugrundeliegende Parametrisierung führt zur Abschätzung von möglichen H₂-Mengen, die bei Technologiewechsel notwendig wären unter Berücksichtigung von Anlagenalter und Reinvestitionszyklus, um realistische Mengen im Hochlauf darzustellen.

Die Industriestandorte wurden mit aktuellen Plänen zum Wasserstoff-Kernnetz abgeglichen und eine Plausibilisierung der Transport und Nutzungsmöglichkeit durchzuführen. Bis 2030 ist bereits ein umfassendes H₂-Transportnetz geplant. Untersuchungen zu Plänen des Hochlaufs ergaben keinen Engpass zwischen Hochlauf der Nachfrage und der geplanten Pipeline-Topologie. Somit sind alle in Hafennähe verorteten Industriestandorte abgedeckt und bereits mitgedacht. Bis 2030 zeigt sich eine erste Nachfrage überwiegend in der Stahlindustrie, vereinzelt bei der Grundstoffchemie und zusätzlich sind nur wenige kleine Abnehmer möglich, bei welchen allerdings eine zeitliche Einordnung der entstehenden Nachfrage schwierig ist und voraussichtlich stark abhängig von der Entwicklung des Marktes zum Wasserstoffhochlauf ist. Die benannten ersten großskaligen Nachfrage der Stahl und Chemieindustrie befinden sich ausschließlich in Industrieclustern in Nordwesteuropa, überwiegend im Cluster Antwerpen und NRW (Hafen Duisburg).



Abbildung 3: Darstellung der identifizierten voraussichtlich ersten großskaligen Nutzer von Wasserstoff oder Derivaten sowie möglichen kleinen Abnehmern in Hafennähe bis 2030

Bis 2035 fallen theoretisch bereits weitere große Investitionsentscheidungen in diesen Clustern an, was zu einer Umstellung mehrerer Anlagen mit großem Bedarf an Wasserstoff an diesen Standorten führen könnte.



Abbildung 4: Möglicher Hochlauf des Bedarfs an Wasserstoff und Umstellung weiterer Anlagen führen bereits zu großen Mengen in einzelnen Clustern.

Nach 2035 sind weitere Nachfragen in einigen Clustern erwartbar, beispielhaft der Region Hamburg. Ein für manche Prozesse mit relativ geringem Umstellungsaufwand (z.B. der Nutzung von Wasserstoff anstatt Erdgas in der Direktreduktion zur Primärstahlherstellung) könnte auch frühere Abnahmen bei wirtschaftlicher Verfügbarkeit ermöglichen. Insgesamt ist davon auszugehen, dass deutsche Importhäfen zunächst als Verteilknoten für kleinere und mittlere Abnehmer in Hafennähe dienen, welche allerdings auch von vorhandener Infrastruktur aufgrund nahegelegener Großabnehmer profitieren könnten.

Bis 2045 erfolgt eine vertiefte Diffusion und es ergeben sich weitere H₂-Nutzer. Die Betrachtung der Reinvestitionszyklen zeigt, dass an allen identifizierten Standorten anhand des aktuellen Standes des Anlagenparks und dessen Lebensdauer mindestens eine Investitionsentscheidung bis 2045, in einzelnen Fällen (ca. 1/3 der Anlagen) auch ein zweiten Reinvestitionszyklus, möglich ist.

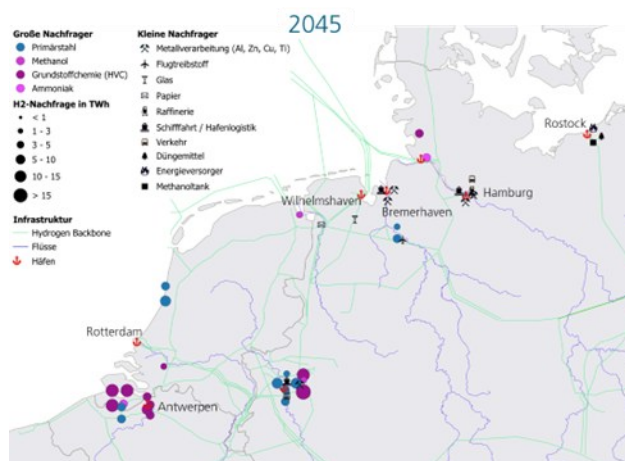


Abbildung 5: Darstellung der Cluster mit entsprechender Anzahl und Mengen der Anlagen für die identifizierten Großabnehmer bis 2045.

Tabelle 1: Mögliche Verbraucher und Wasserstoffbedarfe größerer Verbraucher

Unternehmen	Ort	Möglicher Importhafen	Reinvestitionen	Technologie	H2-Bedarf energetisch in TWh	H2-Bedarf Dampf in TWh	H2-Bedarf stofflich in TWh	Produktion in kt
ArcelorMittal	Hamburg	Hamburg	2025	Umstellung von HG auf H2-DRI	0.9	-	-	470
Yara Brunsbüttel	Brunsbüttel	Hamburg	2039	Umstellung von Dampfreformierung auf H2 für Ammoniak	-	-	3.3	560
Raffinerie Heide	Heide	Hamburg	(2023) & 2048	Umstellung Steam Cracker auf MTO	-	0.02	3.35	87
ArcelorMittal Bremen	Bremen	Bremen	2025	Umstellung von Hochofen auf DRI	3.8	-	-	2000
ArcelorMittal Bremen	Bremen	Bremen	2029	Umstellung von Hochofen auf DRI	2.15	-	-	1130
BioMCN	Oosterhorn	Wilhelmshaven	2034	Umstellung Dampfreformierung auf H2 für Methanol	-	-	2.2	360
BioMCN	Oosterhorn	Wilhelmshaven	2044	Umstellung Dampfreformierung auf H2 für Methanol	-	-	2.2	360
Hüttenwerke Krupp Mannesmann GmbH	Duisburg	Duisburg	2029	Umstellung von Hochofen auf DRI	3.75	-	-	1980
Hüttenwerke Krupp Mannesmann GmbH	Duisburg	Duisburg	2036	Umstellung von Hochofen auf DRI	4.04	-	-	2140
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Duisburg	Duisburg	2027	Umstellung von Hochofen auf DRI	2.99	-	-	1580
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Duisburg	Duisburg	2028	Umstellung von Hochofen auf DRI	5.24	-	-	2770
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Duisburg	Duisburg	2032	Umstellung von Hochofen auf DRI	2.54	-	-	1340
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Duisburg	Duisburg	2034	Umstellung von Hochofen auf DRI	6.59	-	-	3480
DK Recycling und Roheisen GmbH	Duisburg	Duisburg	2031	Umstellung von Hochofen auf DRI	0.45	-	-	237
Ruhr Oel GMBH Werk Scholven	Gelsenkirchen	Duisburg	2034	Umstellung Steam Cracker auf MTO	-	0.09	14.4	380
Ruhr Oel GMBH Werk Scholven	Gelsenkirchen	Duisburg	(2023) & 2048	Umstellung Steam Cracker auf MTO	-	0.11	17.4	460
Ruhr Oel GmbH Werk Horst	Gelsenkirchen	Duisburg	2030	Umstellung Dampfreformierung auf H2 für Methanol	-	-	1.4	228
ArcelorMittal Belgium	Gent	Antwerpen	(2023) & 2043	Umstellung von Hochofen auf DRI	4.13	-	-	2180

ArcelorMittal Belgium	Gent	Antwerpen	2040	Umstellung von Hochofen auf DRI	3.82	-	-	2020
Yara Sluiskil BV	Sluiskil	Antwerpen	2034	Umstellung von Dampfreformierung auf H2 für Ammoniak	-	-	2.56	436
Yara Sluiskil BV	Sluiskil	Antwerpen	2037	Umstellung von Dampfreformierung auf H2 für Ammoniak	-	-	3.06	515
Yara Sluiskil BV	Sluiskil	Antwerpen	2043	Umstellung von Dampfreformierung auf H2 für Ammoniak	-	-	1.65	277
DOW Chemicals	Terneuzen	Antwerpen	2036	Umstellung Steam Cracker auf MTO	-	0.066	11.07	287
DOW Chemicals	Terneuzen	Antwerpen	2025	Umstellung Steam Cracker auf MTO	-	0.068	11.3	295
DOW Chemicals	Terneuzen	Antwerpen	2025	Umstellung Steam Cracker auf MTO	-	0.079	13.2	345
Total Raffinerie	Antwerpen	Antwerpen	2040	Umstellung Steam Cracker auf MTO	-	0.135	3.51	591
Total Raffinerie	Antwerpen	Antwerpen	2040	Umstellung Steam Cracker auf MTO	-	0.151	3.9	656
BASF Antwerpen	Antwerpen	Antwerpen	2033	Umstellung Steam Cracker auf MTO	-	0.121	3.12	526
BASF Antwerpen	Antwerpen	Antwerpen	2041	Umstellung Steam Cracker auf MTO	-	0.267	6.88	1160
Shell Mperdijk	Moerdijk	Rotterdam	2045	Umstellung Steam Cracker auf MTO	-	0.106	2.74	462
Tata Steel Ijmuiden	Ijmuiden	Amsterdam	2026	Umstellung von Hochofen auf DRI	6.27	-	-	3310
Tata Steel Ijmuiden	Ijmuiden	Amsterdam	2036	Umstellung von Hochofen auf DRI	4.9	-	-	2590

2.1.2.3 Infrastruktur und strategische Ausrichtung der Häfen

In Zusammenarbeit mit den APs 2 und 5 wurden Analysen zu den Gegebenheiten der Import- und Transithäfen durchgeführt. Neben der Analyse aktueller Medien wurden Experteninterviews durchgeführt, um den Status quo und Transformationsperspektive in den Häfen zu erfassen. Dies betrifft sowohl die verfügbare Infrastruktur als auch Positionierung zu den verschiedenen Energieträgern. Im Folgenden wird ein Überblick zu den einzelnen Häfen gegeben.

Hafen Bremerhaven

Die Bremischen Häfen sind bisher keine traditionellen Energieimport-Häfen. In Bremerhaven war der Weser Port ein Kohle-Umschlagspunkt für die Belieferung des Stahlwerks Bremen. Dieser Umschlag ist jedoch seit vielen Jahren eingestellt. Heute werden Schiffstreibstoffe sowie Öle, Benzin und Diesel importiert in nicht unerheblichen, jedoch geringeren Mengen als von anderen bedeutenden Häfen Deutschlands. Die generelle Infrastruktur in Bremerhaven ist noch nicht optimal für den Import und Umschlag von wasserstoffbasierten Energieträgern ausgerüstet. Bisher existieren noch keine entsprechende Hafen-Anlagen. Es existiert aber eine 60 km lange Erdgaspipeline zwischen Bremerhaven und Bremen, wobei ein mittlerer Abschnitt von 30 km zwei Leitungen führt. In Bremen gibt es Kavernenspeicher, die möglicherweise auf Wasserstoff umgerüstet werden können. Der Hafen Bremerhaven plant, sich auf Energieträger zu konzentrieren, die nicht bereits von anderen Hafenstandorten bedient werden. Im Fokus steht der Import von grünem Wasserstoff, insbesondere durch LOHC, gasförmigen Druck-Wasserstoff (CGH2) und flüssigem Wasserstoff (LH2). Der Import von Methanol und Ammoniak wird kritisch betrachtet.

Für die kurzfristige Anlandung von Wasserstoff könnte das Containerterminal in Bremerhaven für CGH₂-Container genutzt werden. Mittelfristig sind bis 2030 Importe von CGH₂ oder LH₂ per Tankerschiff an der Columbuskaje oder im Weserbogen geplant. Die Columbuskaje bietet bereits geeignete Tanklagerstrukturen, während Weserbogen und Fischereihafen aufgrund ihrer geografischen Lage große Flexibilität bieten. Die Gasunie plante, die bestehende Erdgasleitung für Methan zu belassen und eine parallele Leitung für Wasserstoff aufzubauen. Dies würde die Umrüstung eines 30 km langen Abschnitts und den Neubau von 30 km umfassen. Im aktuellen Entwurf des Wasserstoff-Kernetzes ist diese Verbindung jedoch nicht enthalten. Die Anbindung des Hafens an das Hinterland erfolgt derzeit durch Züge mit elektrischer Oberleitung, die jedoch nur geringe Mengen im Containertransport bewältigen. Der Transport durch Binnenschiffe auf der Weser wird als mögliche Alternative betrachtet, jedoch wird vorläufig keine ausreichende Abnahme wasserstoffbasierter Produkte erwartet.

Die Perspektive für den Import von Wasserstoff sieht vor, dass mögliche Verbraucher sowohl direkt im Hafen durch Logistikunternehmen, die Wasserstoff als Antrieb für Rangierloks nutzen, als auch Großabnehmer in Bremen wie das Stahlwerk ArcelorMittal, das Mercedeswerk oder der Flughafen Bremen sein könnten. Ab 2029 sind Schiffsimporte mit Containerschiffen von 70-100 kt grünem CGH₂ geplant, hergestellt aus Windenergie in der deutschen Nordsee. Geschäftsperspektiven für den Import von H₂ liegen zudem auch in Schottland, Island und Norwegen. Ein Schiffstransport für LH₂ ist ab 2027 mit einem 37.000 m³ Tanker zwischen Schottland und Deutschland geplant. Für die Anlandung von LOHC bestehen keine technologischen Hemmnisse, und die Anlandung könnte schnell umgesetzt werden. Es fehlen aber feste Zusagen auf der Abnehmerseite und entsprechende Importmengen würden nicht aus Nordwest-Europa bezogen. Der Import von Methanol wird in Bremerhaven nicht geplant. Es gibt aber gute Voraussetzungen grünes Methanol vor Ort herzustellen und mit der Reederei Maersk auch bereits einen potenziellen Abnehmer.

Zusammenfassend zeigt sich, dass die Unsicherheit über die notwendige Pipeline-Anbindung eine große Herausforderung darstellt. Technologische Herausforderungen liegen im sicheren Umgang mit Wasserstoff und der Transportsicherheit. Regulatorische Hemmnisse könnten ebenfalls den Import erschweren wie bei den Anforderungen an europäische Naturschutzgebiete oder Unklarheiten in Bezug auf Abstandswerte im Umgang mit Wasserstoff aus Sicherheitsgesichtspunkten. Dennoch sieht sich Bremerhaven gut aufgestellt und als der einzige deutsche Hafen, der sich auf den Import von grünem Wasserstoff in Form von CGH₂ und LH₂ ausrichtet, was Chancen für anspruchsvolle Technologien bietet.

Tabelle 2: Hafen Bremerhaven - Zusammenfassung der Erkenntnisse für die jeweiligen Derivate im Hinblick auf Erfahrung, Strategie und Hürden

	Ammoniak	Methanol	pGH ₂	LOHC	LNG/SNG
Erfahrung mit Handhabung	Bisher keine	Bisher keine	Bisher keine	Bisher keine	Bisher keine
Strategie und Investitionspläne	Ausgeschlossen	Import ausgeschlossen, Inländische Produktion denkbar	Importprojekt geplant	Importprojekt geplant	---
Einschränkungen	Gefahren-Handling	Rückwandlung unwirtschaftlich	Pipeline notwendig	Pipeline notwendig	---

Fazit	Ausgeschlossen	Keine Importvorhaben	Importprojekte abh. von Infrastruktur	Importprojekte abh. von Infrastruktur	
-------	----------------	----------------------	---------------------------------------	---------------------------------------	--

Hafen Brunsbüttel

Der Nordseehafen Brunsbüttel liegt kurz vor der Elbmündung am westlichen Ende des Nord-Ostseekanals und setzt sich aus dem Elbehafen (Tiefwasserhafen mit einem Tiefgang von 14 m), dem Hafen Ostermoor (Tiefgang 10,4 m) und dem Ölhafen (Tiefgang 7-10,4 m) zusammen. Rund um den Hafen befindet sich der ChemCoast Park Brunsbüttel, ein zusammenhängendes Ökosystem aus Unternehmen, insbesondere der chemischen Industrie und Raffinerie.

Aktuell wird im Hafen Ostermoor ein von dem norwegischen Düngemittelhersteller Yara betriebenes Ammoniakterminal betrieben, das 2023 von Exporten auf Importe umgerüstet wurde. Es umfasst ein Ammoniaktanklager mit einem Speichervolumen von rund 40.000 Tonnen [8]. RWE plant ein weiteres Ammoniakterminal im Elbehafen, das voraussichtlich ab 2026 mit einer Kapazität von 300.000 Tonnen pro Jahr in Betrieb genommen wird. Später ist auch ein großindustrieller Cracker geplant [9]. Zudem ist eine Umrüstung des im Bau befindlichen LNG-Terminals auf einen Wasserstoffträger denkbar, jedoch nicht vor dem nächsten Jahrzehnt. Laut DVGW wird das LNG-Landterminal NH₃-ready aufgebaut [10]. Bezüglich der aktuellen Umschlagmenge von Methanol liegen keine Informationen vor, jedoch ist die geplante Produktion von grünem Methanol im ChemCoast Park durch Vivevo Energy erwähnenswert [11]. Die Infrastrukturanbindung ins Hinterland erfolgt über eine seit über 50 Jahren durch die Raffinerie Heide betriebene Wasserstoffleitung zwischen der Raffinerie in Hemmingstedt und dem ChemCoast Park Brunsbüttel [12]. Für das Wasserstoff-Kernnetz ist der Neubau einer 37,5 Kilometer langen Wasserstoffleitung Brunsbüttel – Hemmingstedt vorgesehen, dessen Inbetriebnahme für Ende 2031 geplant ist [13]. Auch die im Bau befindliche Erdgasleitung ETL 180 zur Anbindung des LNG-Terminals könnte ab Mitte der 2030er Jahre auf Wasserstoff umgewidmet werden. Der zum Elbehafen gehörende Binnenschiffhafen ermöglicht den Binnenschifftransport entlang der Elbe sowie über den Nord-Ostsee-Kanal in den Ostseeraum. Durch die Verkehrsanbindung per LKW und Schienennetz ist ein trimodaler Transport möglich. Die Lage des Hafenstandorts am südlichen oder nördlichen Ufer des Nord-Ostseekanals muss bei den Transportwegen berücksichtigt werden, da ggf. notwendige Kanalüberquerungen den Transportweg verlängern.

In der Nähe des Hafens Brunsbüttel gibt es mehrere potenzielle Verbraucher von Wasserstoff und Derivaten. Yara Deutschland GmbH produziert Ammoniak aus Erdgas und könnte problemlos auf grünen Wasserstoff umsteigen. Die Raffinerie Heide, 32 km nördlich des Hafens, benötigt Wasserstoff zur Entschwefelung von Rohöl und könnte ebenfalls von grünen Importen profitieren. Auch kommt die Umstellung vom Steamcracking auf das Methanol-to-Olefines in Betracht. Covestro GmbH und Sasol Germany GmbH setzen grauen Wasserstoff ein, könnten jedoch direkt auf grünen Wasserstoff umstellen. Zudem entsteht im Hafen Brunsbüttel perspektivisch ein Bedarf nach grünem Ammoniak und Methanol als saubere Kraftstoffe für Schiffe. Auch die Belieferung von DOW Chemicals und Aurubis AG über Binnenschiffe aus Brunsbüttel wird als Alternative zu Transporten aus dem Hamburger Hafen betrachtet.

Zusammenfassend bietet der Hafen Brunsbüttel durch jahrzehntelange Erfahrungen mit Wasserstoff und Ammoniak, bestehende Leitungen und Speicher sowie konkrete Importterminalkapazitäten gute Voraussetzungen für die Entwicklung von Importlieferketten. Herausforderungen beste-

hen jedoch in geringen Nachfragemengen und Unklarheiten bei der Wirtschaftlichkeit sowie Anreizen für die Umstellung auf grünen Wasserstoff und Derivate bei den meisten potenziellen Verbrauchern.

Tabelle 3: Hafen Bremerhaven - Zusammenfassung der Erkenntnisse für die jeweiligen Derivate im Hinblick auf Erfahrung, Strategie und Hürden

	Ammoniak	Methanol	LH₂	LOHC	LNG/SNG
Erfahrung mit Handhabung	Exportterminal von Yara	---	Bisher keine	bisher keine	---
Strategie und Investitionspläne	Umstellung auf Importe; Terminal von RWE geplant	Produktionsaufbau durch Vivevo	Bisher keine Aktivitäten	---	German LNG Terminal
Einschränkungen	Gefahrgut	---	---	---	---
Fazit	Handling-Erfahrung und Ausbaupläne	Mitnutzung örtlicher Infrastruktur			

Hafen Duisburg

Der Hafen Duisburg verfügt über eine umfangreiche Expertise im Import von Energieträgern, insbesondere durch fünf spezielle Importkohle-Terminals und Einrichtungen für den Umschlag von Flüssiggütern mit einer Tankraumkapazität von etwa 0,6 Millionen Kubikmetern [14]. In Zusammenarbeit mit Koole Terminals sind Pläne für ein neues Tanklager in Duisburg in Arbeit, das sich auf flüssige erneuerbare Brennstoffe und Rohstoffe wie Ammoniak konzentriert und damit auch zur Energiewende beitragen soll [15]. Zudem wird eine Initiative zum Ausbau der Tanklagerkapazitäten für Wasserstoffderivate angestrebt, und für Mitte 2025 ist der Bau einer Wasserstoffanlage im Hafen vorgesehen. Diese Entwicklungen sind Teil einer größeren Initiative, die die Zusammenarbeit zwischen den Häfen von Rotterdam und Duisburg im Bereich Wasserstoff und Wasserstoffderivate verstärkt. Darüber hinaus werden direkte Verbindungen zur maritimen Versorgungskette mit anderen großen Häfen wie Antwerpen und Rotterdam angestrebt [16]. Die Infrastruktur des Duisburger Hafens ist bestens für den Umschlag unterschiedlichster Güter gerüstet. Mit neun Containerterminals und 21 Portalkränen bietet der Hafen trimodale Anbindungen für den Transport über Wasser, Schiene und Straße [17]. Das Duisburg Gateway Terminal (DGT) soll bis 2023 das erste klimaneutrale, mit Wasserstoff betriebene Containerterminal Europas werden. Der Duisburger Hafen arbeitet zudem an einem Wasserstoffkorridor in Zusammenarbeit mit dem Rotterdamer Hafen, um die Rolle beider Häfen als Drehscheiben der Wasserstoffwirtschaft zu stärken [18].

Bis 2045 wird geplant, die Importterminals in Nordrhein-Westfalen auf über 3 Millionen Tonnen kohlenstoffarmen Wasserstoff pro Jahr auszubauen, während die Nachfrage nach Methanol auf über 2,5 Millionen Tonnen pro Jahr ansteigen soll. Dies steht im Einklang mit dem Ziel der Dekarbonisierung und zeigt sich in der Zusammenarbeit mit OCI Global und dem Hafen von Rotterdam zum Ausbau von Ammoniak- und Methanol-Importterminen, welche ein wesentlicher Bestandteil der Wasserstoff-Wertschöpfungskette sind [19].

Im Duisburger Hafen wird außerdem der Ausbau der Infrastruktur für Wasserstoff geplant, einschließlich einer Wasserstoffpipeline zwischen Duisburg und Rotterdam, die bis 2027 fertiggestellt werden soll. Diese Pipeline ist Teil eines größeren Plans zur Entwicklung eines Wasserstoffkorridors. Der DGT wird mit Brennstoffzellensystemen, Wasserstoffmotoren zur Stromerzeugung und Batteriespeichern ausgestattet und soll mit einem multimodalen Verkehrssplit von 40 % Schiene, 40 %

Binnenschiff und 20 % Straße betrieben werden, welche eine strategischen Umgestaltung der Energieinfrastruktur des Hafens mit einschließt [20]. Das Projekt RH2INE, eine Zusammenarbeit mit den Häfen Rotterdam, Duisburg, Neuss/Düsseldorf und Köln, zielt darauf ab, Wasserstoff in der Intralogistik der Häfen einzusetzen. Bis 2024 sollen mindestens 10 Wasserstoffschiffe betrieben werden, die von Wasserstofftankstellen versorgt werden. Dies unterstreicht das Engagement des Duisburger Hafens für den Aufbau eines nachhaltigen Wasserstofftransportnetzes.

Der Duisburger Hafen ist gut ausgestattet für den Umschlag verschiedener Wasserstoffderivate, einschließlich Gefahrgütern wie Ammoniak und Methanol. Für die langfristige Lagerung von Gefahrgut sind besondere Genehmigungen erforderlich, was die Bedeutung der Sicherheit und der Einhaltung von Vorschriften verdeutlicht. Eine geplante Infrastruktur für Wasserstoffderivate und CO₂-Export, unterstützt durch die Binnenschifffahrt und den Schienenverkehr, wird ebenfalls entwickelt. Die lokale Wasserstoffproduktion hat für den Duisburger Hafen hohe Priorität. Die erste Wasserstoffanlage soll Mitte 2025 in Betrieb genommen werden. Diese lokale Produktion ist ein zentrales Element der Strategie des Hafens, eine Wasserstoffdrehscheibe mit einem vielfältigen Dienstleistungsangebot zu werden und zur Dekarbonisierung der regionalen Wirtschaft und Industrie beizutragen. Potenzielle Verbraucher im Duisburger Hafen umfassen verschiedene Sektoren. Gasförmiger Wasserstoff könnte für den öffentlichen Personennahverkehr, energieintensive Industrien und die hafeninterne Logistik genutzt werden. Flüssigwasserstoff ist für die Stahlindustrie und Energieversorger von Interesse. Ammoniak wird in der chemischen Industrie als Rohstoff eingesetzt, während Methanol in der Automobilindustrie und für industrielle Anwendungen Anwendung finden könnte.

Zusammenfassend zeigt der Hafen Duisburg durch seine Initiativen und geplanten Projekte ein starkes Engagement für die Entwicklung einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft und die Unterstützung der regionalen Dekarbonisierungsziele. Die Herausforderungen des Hafens liegen in der Komplexität der Vorschriften zur Lagerung gefährlicher Güter sowie in der unsicheren Nachfrage nach Wasserstoff und seinen Derivaten. Infrastrukturelle Einschränkungen, wie Platzmangel und der Zustand der bestehenden Infrastruktur, stellen weitere Hürden dar. Dennoch bietet der Hafen durch seine öffentliche Trägerschaft und die Vielfalt seiner Dienstleistungen Chancen zur Entwicklung umfassender Lösungen für den Wasserstofftransport. Strategische Initiativen wie das RH2INE-Projekt und Partnerschaften mit Unternehmen sind wichtige Schritte zur Festigung der Position Duisburgs in der Wasserstoffwirtschaft.

Tabelle 4: Hafen Duisburg - Zusammenfassung der Erkenntnisse für die jeweiligen Derivate im Hinblick auf Erfahrung, Strategie und Hürden

	Ammoniak	Methanol	LH₂	LOHC	LNG/SNG
Erfahrung mit Handhabung	Erfahrungen mit dem Import	Betreibt ein Tanklager mit Methanol	Bisher keine	Noch nicht im kommerziellen Maßstab	---
Strategie und Investitionspläne	Tanklager ist in Kooperation mit Koole Terminals bis 2025 geplant	Strategie des Hafens: Große Schiffs-ladungen für den Vertrieb in kleinere Einheiten zerlegen	--- (abhängig vom Geschäftsmodell des jeweiligen Tanklager- und Terminalbetreibers)	--- (abhängig vom Geschäftsmodell des jeweiligen Tanklager- und Terminalbetreibers)	LHYFE und Duisburg Gateway Terminal planen Infrastrukturausbau
Einschränkungen	Gefahrgut und Zertifizierung	Keine Probleme, da bereits regelmäßig umgeschlagen	Für den Umschlag und die Lagerung von Gefahrgütern sind besondere Genehmigungen und	---	Infrastruktur noch nicht verfügbar

			Sicherheitsverfahren erforderlich		
Fazit	Künftige Bereitschaft der Infrastruktur und erhebliche Kapazitäten	Bedarf wird auf über 2,5 Mio. t/a bis 20245 in NRW geschätzt	Laufende Machbarkeitsstudie für energieintensive Industrien	Noch nicht	Pipeline in Entwicklung

Hafen Hamburg

Der Hamburger Hafen, als Deutschlands größter und Europas drittgrößter Hafen, ist strategisch positioniert, um ein bedeutendes Drehkreuz für Wasserstoff unabhängig seiner Art zu werden. Die robuste Infrastruktur des Hafens ermöglicht den Umschlag einer Vielzahl von Energieträgern, einschließlich Wasserstoff und seinen Derivaten. Der Bedarf an grünem Wasserstoff wird bis 2030 auf etwa 7,6 TWh pro Jahr geschätzt, wobei 5,7 TWh für industrielle Anwendungen und 1,9 TWh für den Mobilitätssektor im Zusammenhang mit dem Frachtumschlag im Hafen benötigt werden [21]. Die Containerterminals von EUROGATE und HHLA sind große Anlagen mit erheblichen Kapazitäten, die mit Testlieferungen von Wasserstoff begonnen haben, was einen wichtigen Schritt in Richtung zukünftiger Importe darstellt. Die Infrastruktur umfasst mehrere wichtige Terminals, u. a. darunter das Vopak Dupeg Terminal mit einer Umschlagmenge von bis zu sechs Millionen Tonnen verschiedener Produkte umgeschlagen und einer Tanklagerkapazität von ca. 700.000, das Blumensand Quayside Terminal, das für den Umschlag von verflüssigtem und gasförmigem Wasserstoff ausgerüstet ist, sowie das Evos Hamburg Terminal mit einer Gesamtlagerkapazität von 670.000 Kubikmetern mit Eignung zum Be- und Entladen von Schiffen, Eisenbahnwaggons und Lastwagen. Diese Einrichtungen bieten Potenzial für den Umschlag von Wasserstoff und seinen Derivaten [22] [23].

Der Hamburger Hafen plant den Bau des ersten großtechnischen grünen Ammoniak-Terminals in Deutschland bis 2026, das importiertes grünes Ammoniak in grünen Wasserstoff umwandeln soll. Bedeutende Projekte wie der Hamburg Blue Hub zielen darauf ab, erneuerbare Kraftstoffe zu speichern und Hamburg als zentrale Importdrehscheibe für klimafreundliche Kraftstoffe zu etablieren. Der Hafen entwickelt ein spezielles Wasserstoffnetz mit einem "Green Hydrogen Hub", der eine anfängliche Kapazität von 100 Megawatt mit Option auf 800 Megawatt haben soll. Pipeline-Projekte aus Norwegen und den Niederlanden werden für den Wasserstofftransport in Betracht gezogen, und auch der Wasserstofftransport per Schiff wird untersucht. Der Hafen konzentriert sich auch darauf, den Übergang zu grünem Wasserstoff in Sektoren wie der Stahl-, Aluminium- und Chemieproduktion zu erleichtern. Die Hinterlandanbindung wird aktiv ausgebaut, wobei der Fokus auf der Wasserstoffinfrastruktur liegt. Es gibt Pläne, Wasserstoff für die Schwerlastlogistik zu nutzen, darunter etwa 15.000 Lkw allein im Hamburger Hafen, und die Verteilung vom Hafen ins Hinterland per Bahn und LKW zu forcieren. Internationale Projekte wie die Offshore-Wasserstoffpipeline AquaDuctus und das HyPerLink-Projekt zielen darauf ab, eine nordwesteuropäische Wasserstoffinfrastruktur mit Hamburg als wichtigen Knotenpunkt zu schaffen. Obwohl der Hafen derzeit kein nennenswertes Volumen an Wasserstoffzufuhren verzeichnet, ist er an Demonstrationsprojekten beteiligt, die das Potenzial der Wasserstoffzufuhr aufzeigen. Die Erfahrung mit der Einfuhr von Wasserstoffprodukten wie Methanol und Ammoniak ist bereits vorhanden, und künftige Expansionspläne beinhalten die Erfüllung der Genehmigungsanforderungen für eine Ausweitung des Betriebs. Der Hamburger Hafen entwickelt aktiv eine Versorgungskette für grünen Wasserstoff, wobei Schlüsselindustrien wie die Stahl-, Kupfer- und Aluminiumproduktion sowie die chemische Industrie bedeutende Verbraucher sind. Unternehmen wie ArcelorMittal und Aurubis planen wasserstoffbezogene Projekte und den Betrieb von Elektrolyseuren.

Insgesamt zeigt sich, dass die Herausforderungen in den unterschiedlichen Vorschriften für den Import und die Lagerung von Wasserstoffprodukten liegen, die je nach Standort variieren. Diese Komplexität erfordert die strikte Einhaltung verschiedener gesetzlicher Vorschriften, insbesondere für gefährliche Stoffe. Dennoch positioniert sich der Hamburger Hafen strategisch, um auf die wachsende grüne Wasserstoffwirtschaft vorbereitet zu sein. Schlüsselprojekte zielen darauf ab, den Hafen zu einer zentralen Drehscheibe für synthetische und klimafreundliche Kraftstoffe zu machen, was erhebliche Chancen für die zukünftige Entwicklung bietet.

Tabelle 5: Hafen Hamburg - Zusammenfassung der Erkenntnisse für die jeweiligen Derivate im Hinblick auf Erfahrung, Strategie und Hürden

	Ammoniak	Methanol	LH ₂	LOHC	LNG/SNG
Erfahrung mit Handhabung	Erste Testlieferung von Ammoniak an Aurubis	HHLA hat Erfahrungen mit der Einfuhr von Methanol in Containern	Noch in der Demonstrationsphase	Getestet mit sehr kleinen Importmengen	4.500 t/a
Strategie und Investitionspläne	Grünes Ammoniak-Terminal ausgestattet mit zwei Ammoniak-Lagertanks (1,2 Mio. t/a ab 2026)	EVOS: Tank mit einer Kapazität von 600.000 t/a	Aktive Arbeit an Erkundung und Entwicklung der Infrastruktur. Bedarf von 250.000 t für Lkw-Flotten erwartet	Überlegungen zur Kooperation mit anderen Regionen und Häfen (z.B. Amsterdam)	---
Einschränkungen	Regulatorische Herausforderungen aufgrund seiner hohen Toxizität	Bisher keine nennenswerten Probleme	Große Importanlagen fehlen. Handhabung ist komplex und schwierig (kryogener Charakter und Sicherheitsanforderungen)	---	---
Fazit	Aktive Entwicklung der Infrastruktur	Zurzeit keine Importe in großem Umfang, aber aktive Erforschung, u.a. für Herstellung und Lagerung	TRL wird für Infrastruktur als niedrig angesehen. Marktinteresse besteht.	Kein attraktiver Business Case	

Hafen Rostock

Der Hafen Rostock, der aktuell am Liegeplatz 5 im Flüssiggut-/Ölhafen hauptsächlich fossiles Rohöl umschlägt (ca. 6 Millionen Tonnen im Jahr 2023), plant eine Umrüstung dieses Terminals für neue Flüssiggüter wie Ammoniak und Methanol. Der Hafen hat bisher wenig Erfahrung mit Wasserstoff und dessen Derivaten, da der Hafen nach dem Landlord Model betrieben wird, jedoch werden bereits 600.000 Tonnen pro Jahr Ammoniak und ca. 30.000 Tonnen pro Jahr Methanol umgeschlagen. Die vorhandene Infrastruktur umfasst Importterminals für fossiles Öl sowie Pipelines mit unklarer H₂-Readiness für den Transport von Rohöl zur Raffinerie Schwedt und eine Pipelineanbindung für Ammoniak zum lokalen Verbraucher. In der Tankfarm des Hafens sind entsprechend Ammoniakspeicher und Methanoltanks vorhanden. Der Hafen und die umliegende Region zeigen sich offen für grüne Lösungen, wobei Ammoniak und Methanol bevorzugt werden, um die absehbar wegbrechenden Umschlagsgüter zu ersetzen.

Es gibt konkrete Pläne zur Ausrüstung von Liegeplatz 5 für neue Flüssiggüter (Methanol, Ammoniak), einschließlich einer Vertiefung des Seekanals. IPCEI-Projekte wie "HyTechHafen" und

"doingHydrogen" beinhalten den Aufbau von Wasserstoffpipelines im ostdeutschen Raum mit Anbindung an den Hafen. Dazu sind der Ausbau von Elektrolysekapazitäten (zunächst 100 MW, bis 2030 1 GW) und der Aufbau eines Ammoniakcrackers geplant, wobei Wasserstoff über Pipelines zu Verbrauchern transportiert werden soll. Aktuell haben Ammoniak und Methanol die besten Perspektiven, da bereits entsprechende Infrastruktur und Nutzerstrukturen vorhanden sind. Verflüssigter oder gasförmiger Wasserstoff sowie LOHC werden derzeit weniger in Betracht gezogen. Für Ammoniak benötigt Yara den Stoff als Grundstoff zur Düngemittelherstellung und plant, die Importmengen zu vergrößern. Der Fokus liegt zunächst auf lokalen Abnehmern, bis entsprechende Infrastrukturanbindungen zum Weitertransport verfügbar sind. Es ist aber auch eine Bebungung für die Schifffahrt denkbar. Im Hinblick auf Methanol könnte eine Zusammenarbeit mit Vattenfall als Betreiber einer Müll-HKW zur Herstellung von Methanol entstehen, wobei auch weitere Akteure Interesse am Einstieg und Etablierung einer Methanolwertschöpfungskette haben.

Zusammenfassend stellt der Hafen Rostock einige Herausforderungen dar, darunter begrenzte Flächenverfügbarkeiten und bürokratische Hürden bei Förderprogrammen. Unklare regulatorische Vorgaben, insbesondere im Umgang mit Ammoniak, erschweren die Situation. Dennoch bieten die vorhandene Erfahrung mit Ammoniak und Methanol sowie die geplante Wasserstoffproduktion und der Aufbau eines Ammoniakcrackers Chancen, den Hafen als Knotenpunkt im ostdeutschen Raum zu etablieren.

Tabelle 6: Hafen Rostock - Zusammenfassung der Erkenntnisse für die jeweiligen Derivate im Hinblick auf Erfahrung, Strategie und Hürden

	Ammoniak	Methanol	pGH2	LOHC	LNG/SNG
Erfahrung mit Handhabung	600 kt/a Importterminal am Werkshafen Yara	30 kt/a Im- & Export im Hafen für Holzbearbeitung; Methanoltank bereits vorhanden	–	–	–
Strategie und Investitionspläne	Evtl. zusätzliche Ammoniak Terminals; ursprünglich Ammoniakcracker, zunächst lokale Abnehmer, später Einspeisung in IPCEI Pipelines (gasförmig); Aufbau neuer Speicher	Projektanfragen regionaler Art zur MeOH-Produktion durch Kopplung mit anderen Partnern	–	–	–
Einschränkungen	Dauer Genehmigung; teilweise Rückzug der IPCEI Partner; Regulatorik; Abstandsmaße, Infrastruktur	Aktuell geringe Umschlagsmengen, daher wenig Infrastruktur vorhanden	Bisher kein Know-How im Umgang? Pipeline notwendig	Bisher kein Know-How im Umgang? Pipeline notwendig	–
Fazit	Know-How im Hafen vorhanden, auch mit Umschlag großer Mengen. Ausbau geplant, allerdings Unsi-	Know-How im Umgang vorhanden, aktuell aber Umschlag mit geringen Mengen	Steht der Option offen gegenüber, aber Unsicherheit	Generell offen, wird aber gegenüber anderen Optionen kritischer gesehen	–

	Ammoniak	Methanol	pGH2	LOHC	LNG/SNG
	cherheiten hinsichtlich der Regulatorik. Verzögerung bei Genehmigungen führt zu Absprung von Partnern.				

Hafen Wilhelmshaven

Der Hafen Wilhelmshaven importiert derzeit vorwiegend Öl und Kohle und plant in naher Zukunft aber auch den Import von Erdgas, wodurch er als Hub für den LNG-Import in Deutschland dient. Der Ausbau von Importinfrastrukturen, einschließlich H₂-fähiger Gasleitungen zu den angrenzenden Kavernenspeichern, wird angestrebt. Die bestehende Infrastruktur ermöglicht den Import flüssiger Energieträger für die Chemieindustrie und den Flugverkehr. Die Wilhelmshaven Anbindungsleitung (WAL1) führt derzeit LNG und die Speicherkavernen in Etzel speichern Rohöl und Erdgasspeicher. Ein Projekt namens "storageEtzel" prüft die Umwidmung dieser Speicher für Wasserstoff oder Wasserstoffderivate.

Der Hafen steht offen für alle grünen Lösungen, wobei LNG/eNG mit 17 Mio. t LNG ab 2025 und 1,6 Mio. t synthetischem Methan ab 2027 und Ammoniak-Importe derzeit im Fokus stehen. Der Hafen sieht sich als Startpunkt des H₂-Kernetzes, mit einer geplanten Wasserstoffleitung, die bis 2030 eine Kapazität von etwa 5 GW erreichen soll. Bis 2030 sind Elektrolysekapazitäten von 1,1 GW sowie eine zweite Anbindungsleitung (WAL2) geplant, um die Terminals zu verbinden. Die unterirdischen Kavernenspeicher in Etzel sollen bis zu 2,3 TWh H₂ bis 2030 speichern. Der ENERGY HUB hat mit seinen Industriepartnern OGE, Gasunie, NWO, STORAG und EWE vielfältige Optionen zum Anschluss an das Wasserstoff-Fernleitungsnetz. Für die Anbindung ins Hinterland sind Bahnverladungen vorgesehen, die Verbraucher, insbesondere im Ruhrgebiet, erreichen sollen. Ab 2027 sollen große Verbraucher auch per Pipeline über das H₂-Kernetz erreichbar sein. Darüber hinaus ist die Anlandung einer Wasserstoffleitung aus Norwegen in der Region bis 2031 denkbar. In der näheren Umgebung sind Verbraucher wie die Stahlindustrie, Metallverarbeitung, Papierindustrie und Glasindustrie ansässig, die einen hohen Bedarf an Wasserstoff haben. CO₂ wird potenziell von Industriestandorten in Deutschland in flüssiger Form nach Wilhelmshaven transportiert und dort für den Export in Tankerschiffen vorbereitet. Dies schließt ein, dass auch eine lokale CO₂-Abscheidung für die reformierten Importmengen mit einer jährlichen kohlenstoffarmen H₂-Produktion von 16,7 TWh H₂ angestrebt wird. Abscheidung des potenziell biogenen CO₂ aus dem Onyx-Steinkohlekraftwerks sollen ab 2030 für eine Methanolproduktion eingesetzt werden. Weitere Wasserstoff Projekte zur lokalen Produktion sehen eine Elektrolyseleistung von 1 GW bis 2030 bspw. am Uniper-Kraftwerksgelände vor. Innerhalb des Projekts "Green Wilhelmshaven" sind ab 2028 Importmengen von ca. 3 Millionen Tonnen grünen Ammoniaks geplant, sowie eine Cracking-Anlage zur Umwandlung in Wasserstoff, wonach ab 2029 eine grüne bzw. kohlenstoffarme Wasserstoffproduktion von ca. 360.000 t H₂ erwartet wird.

Für den Hafen Wilhelmshaven ergeben sich zusammengefasst daraus viele Möglichkeiten als Energy Hub verstärkt aktiv zu sein. Die Herausforderungen umfassen insbesondere das Fehlen von Regulierungen für Importterminals und langsame Genehmigungsprozesse für Infrastrukturprojekte. Auch wird eine einheitliche Zertifizierung von Molekülen, insbesondere für die Klimafreund-

lichkeit von eNG, als hilfreich für die Entwicklung des Standortes gesehen. Daneben ist auch entscheiden, dass die Anbindung an das Wasserstoff-Fernleitungsnetz rechtzeitig erfolgt. Die Chancen für den Hafen liegen in seiner Position als einziger Tiefseehafen Deutschlands, der über eine historisch gewachsene Energieinfrastruktur und unterirdische Kavernenspeicher verfügt. Der Hafen hat das Potenzial, ein wichtiges Import- und Versorgungszentrum für die Regionen Bremen, Ruhrgebiet und darüber hinaus zu werden.

Tabelle 7: Hafen Wilhelmshaven - Zusammenfassung der Erkenntnisse für die jeweiligen Derivate im Hinblick auf Erfahrung, Strategie und Hürden

	Ammoniak	Methanol	LH ₂	LOHC	LNG/SNG
Erfahrung mit Handhabung	Keine	Keine	Keine	Keine	Vorhandene Terminals
Strategie und Investitionspläne	Cracking-Anlage für Ammoniak-Importe	Regionale Produktion von Methanol	Lokale Produktion von H ₂	technologieoffen	Künftig eNG von TES
Einschränkungen	Keine	Keine	Keine	Keine	Keine
Fazit	Konkrete Importvorhaben	Technologieoffen	Technologieoffen	Technologieoffen	Konkrete Importvorhaben

Transithafen Amsterdam

Der Hafen Amsterdam ist der viertgrößte Hafen Europas und spezialisiert auf den Umschlag und die Lagerung von Kraftstoffen [24]. Das Hafengebiet verfügt über umfangreiche Tanklager, die von Zenith Energy Terminal und Evos Amsterdam betrieben werden [25]. GPS Amsterdam bietet zudem 300.000 m³ flexible Tankkapazität für Benzin, Diesel, Biokraftstoff und ähnliche Produkte [26]. Der Hafen von Amsterdam hat sich im Konsortium H2A zusammengeschlossen, um zehn Millionen Tonnen grünen Wasserstoff zu importieren [27]. Die Partner sind unter anderem Evos, SkyNRG, Zenith Energy, Hydrogenious und die Stadt Amsterdam. Grüner Wasserstoff und E-Fuels werden als Hauptkomponenten für zukünftige Hafenlösungen betrachtet [25].

Ein Memorandum of Understanding (MoU) wurde verabschiedet, um ein LOHC-Importterminal zu erstellen, das eine Dehydrierungsanlage mit einer Kapazität von 100-500 Tonnen Wasserstoff pro Tag sowie Lager- und Umschlagsanlagen umfasst [28]. Zenith Energy Terminal entwickelt eine Lieferkette für flüssigen Wasserstoff, während Evos Amsterdam eine Lieferkette für LOHC aufbaut [25]. GIDARA Energy plant eine e-Methanol-Produktionsanlage mit einer Kapazität von 87.500 Tonnen pro Jahr im Hafen [29]. Der Anschluss an das niederländische Hydrogen „Backbone“ ist geplant [24]. Die Anbindung ins Hinterland erfolgt über Binnenschifffahrt, insbesondere entlang des Rheins [30], und es bestehen Bahnverbindungen zu verschiedenen Korridoren, die Mittel- und Süddeutschland, Österreich, die Schweiz und Norditalien sowie andere Regionen ansteuern. Eine Partnerschaft mit dem Duisburger Hafen soll auch den Weitertransport von Wasserstoff von Amsterdam nach Duisburg erleichtern [31].

Im Hinblick auf die Perspektiven verschiedener Derivate plant der Hafen die Einfuhr, Lagerung und Verteilung von flüssigem Wasserstoff sowie nicht-toxischen Wasserstoffträgern wie LOHC, LIHC und SIHC. SkyNRG [25] errichtet Produktionsstätten für nachhaltige Flugkraftstoffe am Flughafen

Schiphol, der bis 2030 14 % seiner Kraftstoffe nachhaltig beschaffen will. Unternehmen wie Tata Steel und Avantium prüfen den Einsatz von Wasserstoff in der Stahl- und Kunststoffproduktion. Synkero mit Vattenfall untersuchen die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen. Weitere Anwendungen können in der Produktion von Ammoniak, Methanol, Methan, in Raffinerieprozessen und der Nahrungsmittelindustrie aufkommen [24]. FincoEnergies plant die Bereitstellung von Bio-Methanol im Hafen Amsterdam als Schifffahrtskraftstoff [32].

Die räumliche Nähe des Hafens zur Stadt, dem Flughafen und der Industrie bringt potenzielle Risiken im Umgang mit Wasserstoff und seinen Derivaten mit sich. Daher wird eine Beschränkung auf nicht-toxische Energieträger angestrebt, um diese Risiken zu minimieren. Die geografische Lage sowie die vorhandene Infrastruktur machen den Hafen Amsterdam andererseits aber auch günstig für den Import, die Lagerung und die Verteilung von Wasserstoffderivaten. Lokale und nordwest-europäische Abnehmer werden als potenzielle Kunden identifiziert.

Tabelle 8: Hafen Amsterdam - Zusammenfassung der Erkenntnisse für die jeweiligen Derivate im Hinblick auf Erfahrung, Strategie und Hürden

	Ammoniak	Methanol	LH ₂	LOHC	LNG/SNG
Erfahrung mit Handhabung	---	Produktionsanlage geplant	Erfahrung mit Ölprodukten	Erfahrung mit Ölprodukten	LNG-Bunkerung; Produktion Bio-LNG
Strategie und Investitionspläne	(kein FSRU)				
Einschränkungen	Differenzierung ggü. Rotterdam	wird geprüft	Terminal in Entwicklung	Terminal in Entwicklung	wird geprüft
Fazit	Hauptstadtnähe erschwert den Binnentransport	---	---	---	---

Transithafen Antwerpen/Brügge

Der Hafen Antwerpen/Brügge beherbergt Europas größtes zusammenhängendes Chemiecluster, in dem alle global agierenden Akteure der Chemiebranche mit Produktions- oder Distributionsanlagen vertreten sind. Der Hafen in Zeebrugge fungiert als LNG-Hub für Nordwesteuropa und könnte zukünftig auch für alternative Energieträger genutzt werden. In Bezug auf flüssiges Massengut weist Antwerpen/Brügge den zweithöchsten Umschlag nach Rotterdam auf, mit einer Gesamt-Tankkapazität von 9,6 Millionen m³, die einen Umschlag von rund 90 Millionen Tonnen flüssigem Massengut ermöglichen, darunter 59 Millionen Tonnen Erdölderivate, 16,2 Millionen Tonnen Chemikalien und 14,8 Millionen Tonnen LNG. Zu den importierten Chemikalien zählen auch Ammoniak und Methanol [33]. Für die genannten Energieträger stehen teilweise großräumige Terminals zur Verfügung [34]. Das größte Ammoniak-Terminal wird von BASF betrieben, während Advorio ein Methanol-Terminal betreibt. Der Weitertransport der flüssigen Massengüter erfolgt zu 90 % per Pipeline, wobei LNG, Diesel, Heizöl, Rohöl und Wasserstoff transportiert werden. Das LNG-Pipelinennetzwerk hat auch eine Anbindung nach Norwegen, während die Wasserstoffpipeline von Air Liquide nicht öffentlich betrieben wird [35].

Zusammen mit relevanten Industrieunternehmen hat der Hafen von Antwerpen/Brügge eine „Hydrogen Import Coalition“ gegründet, der Ammoniak, Methanol und synthetisches Methan als vielversprechende Energieträger für den Wasserstoffimport identifiziert hat. In diesem Zusammenhang sind verschiedene Initiativen und Demonstrationen geplant [33]. Ein Joint-Venture von Fluxys und Advorio entwickelt einen öffentlichen Importterminal für grünes Ammoniak, der 2027 in Betrieb genommen werden soll [36]. Aufgrund der hohen Sicherheitsanforderungen wird ein Weitertransport von Ammoniak via Pipeline wahrscheinlich nicht möglich sein. Stattdessen wird das Cracken zu Wasserstoff in Betracht gezogen [33], wobei Air Liquide plant, ab 2024 eine entsprechende Demonstrationsanlage zu betreiben [37]. Fluxys baut ein öffentliches Wasserstoffnetz auf, das Antwerpen/Brügge mit dem deutschen Hinterland verbinden soll [33]. Die Infrastruktur umfasst eine Vielzahl von Pipelineanbindungen ins Hinterland. Die Untersuchungen der „Hydrogen Import Coalition“ [33] bewerten LOHC aufgrund höherer Produktions- und Transportkosten als nachteilig im Vergleich zu den genannten Energieträgern. Der Transport von Wasserstoff per Schiff wird derzeit als wenig wettbewerbsfähig angesehen, jedoch besteht ein Bewusstsein für die Möglichkeiten technischer Innovationen. Zu den lokalen Verbrauchern gehört u.a. Covestro, das Kunststoffe mit Wasserstoff von Air Liquide herstellt. BASF produziert Ammoniak im Hafen von Antwerpen und verschifft diesen, während die ansässige chemische Industrie große Mengen Methanol verbraucht. Die wesentlichen Herausforderungen liegen in der fehlenden grenzüberschreitenden Anerkennung von Zertifizierungen für grüne Energieträger. Gleichzeitig bieten die Erfahrungen im Umgang mit Ammoniak, Methanol und LNG sowie mit der Erzeugung von gasförmigem Wasserstoff und der geplante Aufbau eines Ammoniakterminals die Möglichkeit, sich als Knotenpunkt in Verbindung mit den bestehenden und geplanten Pipelineanbindungen an das deutsche Hinterland zu etablieren.

Tabelle 9: Hafen Antwerpen/Brügge - Zusammenfassung der Erkenntnisse für die jeweiligen Derivate im Hinblick auf Erfahrung, Strategie und Hürden

	Ammoniak	Methanol	LH ₂	LOHC	LNG/SNG
Erfahrung mit Handhabung	Importe, Produktion und Nutzung; Terminal (BASF)	Importe und Nutzung im Hafen	bisher keine	bisher keine	LNG-Terminal
Strategie und Investitionspläne	neue Terminals geplant inkl. Cracker	Produktion und Bunkerung im Hafen	Potenzial wird geprüft	Potenzial wird geprüft	Umwidmung bspw. für Methanol möglich
Einschränkungen	Toxisch; Cracker-Skalierung steht aus	---	---	---	---
Fazit	Fokus auf NH ₃				

Transithafen Rotterdam

Der Hafen von Rotterdam ist einer der größten Seehäfen der Welt und der größte in Europa, geeignet für Schiffe der Größen Aframax, Suezmax und Panamax aufgrund seiner Tiefe von bis zu 24 m. Der Hafen hat umfassende Erfahrung im Umgang mit verschiedenen flüssigen und festen Massengütern, einschließlich Energieträgern, und verfügt über das Gate LNG-Importterminal auf der Maasvlakte. Der Hafen strebt den Umschlag vieler Wasserstoffträger an und setzt dabei auf

bestehende Anlagen sowie umfangreiche Neubau- und Umnutzungsinitiativen. Derzeit ist Rotterdam ein regionaler Methanol-Hub mit mehreren Methanol-Terminals, darunter eines, das von OCI betrieben wird. Das Ammoniak-Terminal von OCI soll seine Kapazität von 400.000 Tonnen auf 1,2 Millionen Tonnen pro Jahr verdreifachen [38]. Darüber hinaus sind sechs weitere Ammoniak-Terminals in Planung von verschiedenen Akteuren. Zusammen mit 18 Industriepartnern hat der Hafen eine Machbarkeitsstudie für Ammoniak-Cracking-Anlagen im industriellen Maßstab abgeschlossen [39]. Darüber hinaus planen VTTI, Essent und E.ON den Bau eines Ammoniak-Cracker, der 2026 in Betrieb gehen soll [40]. Zudem gibt es Initiativen für LOHC-Terminals von Hydrogenious & Vopak und Chiyoda & Koole Terminals, wobei Letztere mit dem LHyTS-Projekt zur Entwicklung grüner Wasserstoffimporte aus Schottland verbunden sind [41]. Ein LH₂-Terminal von Shell und H2Sines im Rahmen eines IPCEI-Projekts soll ab 2028 Flüssigwasserstoffimporte aus Portugal ermöglichen [42] mit einer anfänglichen Terminalkapazität von 100 Tonnen pro Tag [43].

Der Hafen verfügt über zwei bestehende Wasserstoffpipelines, die von Air Liquide [44] und Air Products [45] betrieben werden. Hynetwork Services entwickelt ein offenes Wasserstoffnetz, das Rotterdam an das nationale Wasserstoffnetz und das europäische Wasserstoff-Backbone anschließen soll [46]. In Botlek gibt es eine Wasserstoffverflüssigungsanlage, und Air Liquide plant den Bau einer zweiten bis 2025 [47]. Der Delta-Rhein-Korridor [48] zielt darauf ab, den Transport von grünem und/oder kohlenstoffarmem Wasserstoff zu den deutschen Industrieclustern im Rhein-Ruhr-Gebiet zu ermöglichen. Weitere Verbindungen über Binnenschifffahrt, Schiene und LKW sind ebenfalls in Planung, insbesondere die Zusammenarbeit mit dem Duisburger Hafen, um Importe zu erleichtern [49].

Insgesamt verfolgt der Hafen von Rotterdam eine Strategie mit mehreren Verkehrsträgern, wobei der Schwerpunkt auf Ammoniak liegt. Das geplante LOHC-Terminal unterstützt die Einfuhr von Wasserstoff aus Schottland, während die LH₂-Initiative mit einer Importquelle in Portugal verbunden ist. Die Ambitionen des Hafens in Bezug auf Wasserstoffinfrastruktur und -umschlag umfassen Transitmengen für den deutschen Markt, die auf bestehenden Transportrouten zur Rhein-Ruhr-Region basieren. Trotz der geplanten großtechnischen Ammoniak-Cracker-Anlagen wird erwartet, dass in den ersten Jahren vor allem Ammoniak umgeschlagen wird, da die Crack-Technologie in diesem Maßstab noch nicht ausgereift ist.

Tabelle 10: Hafen Rotterdam - Zusammenfassung der Erkenntnisse für die jeweiligen Derivate im Hinblick auf Erfahrung, Strategie und Hürden

	Ammoniak	Methanol	LH ₂	LOHC	LNG/SNG
Erfahrung mit Handhabung	Terminal von OCI in Betrieb	Mehrere Terminals in Betrieb	bisher keine	bisher keine	Gate LNG Terminal
Strategie und Investitionspläne	6 weitere Terminals geplant inkl. Cracker	---	2 Terminals geplant	Terminal geplant, Importinitiative aus Schottland (MCH)	---
Einschränkungen	Platz für Cracker, Abwärmesenken	Rückumwandlung unwirtschaftlich			---
Fazit	Infrastruktur kommt	Eher Use Case als Trägermedium	in Entwicklung	in Entwicklung	

2.1.2.4 Wirtschaftliche Einordnung

Ausgehend von den bisherigen Analysen und den Erkenntnissen aus AP 2 wurden Referenzszenarien in Tabelle 11 festgelegt, um beispielhafte Ergebnisse aus den Analysen darzustellen und es zu ermöglichen Sensitivitätsbetrachtungen zu erleichtern. Hierfür wurden drei Anwendungen ausgewählt: Die Stahlherstellung, der Schwerlasttransport und die maritime Bunkerung zur Versorgung der Seeschifffahrt. Die Referenzszenarien berücksichtigen dabei die verschiedenen Energieträger und auch Optionen Wasserstoff bzw. wasserstoffhaltige Energieträger im näheren Umkreis um den Importhafen zu verteilen. Die Szenarien wurden daher auch für die weiteren Ergebnisdarstellungen dieses Berichtes herangezogen.

Für die wirtschaftliche Einordnung wurden die Abschätzungen zu den Importkosten bis zum Hafen aus AP 2 verwendet, um den Einsatz der Energieträger kostenseitig miteinander zu vergleichen. Die Ergebnisse zu den einzelnen Anwendungen sind den nächsten Abschnitten zu entnehmen.

Tabelle 11: Referenzszenarien für die Versorgung ausgewählter Anwendungen

Anwendung	Energieträger	Erzeugungsland	Importhafen	Lokale Transportoption
Stahl	NH ₃	Norwegen	Wilhelmshaven	Zug
	Methanol	Großbritannien	Wilhelmshaven	Zug
	H ₂	Deutsche Küstenregion	Wilhelmshaven	Pipeline
Schwerlasttransport	LOHC -> GH ₂	Norwegen	Hamburg	Lkw
	LH ₂	Irland	Hamburg	Lkw
Maritime Bunkerung	NH ₃	Norwegen	Hamburg	Schiff
	Methanol	Großbritannien	Hamburg	Schiff

Stahlherstellung

Die deutschen und europäischen Stahlhersteller sind dabei ihre auf Kohle bzw. Koks basierte traditionelle Hochofenroute zur primären Stahlerzeugung auf die Erdgas bzw. Wasserstoff basierte Direktreduktionsroute umzustellen. Die Umstellung erlaubt es große Mengen an Emissionen einzusparen und dadurch selbst mit Erdgas bereits rund zweidrittel der Emissionen einzusparen. Durch den Einsatz von Wasserstoff bzw. wasserstoffhaltigen Energieträgern kann dies weiter ausgeweitet werden, sodass eine fast vollständige Dekarbonisierung ermöglicht wird. Für diesen Transformationsprozess wurden in den letzten Jahren Förderbescheide in Milliardenhöhe verteilt, wobei die kurzfristige Versorgung mit Wasserstoff sowohl Infrastruktur seitig als auch ökonomisch herausfordernd bleibt.

Für den Kostenvergleich wurde eine Differenzkostenbetrachtung durchgeführt, um nachgelagerte Prozessschritte wie den Elektrolichtbogenofen oder die Rohstahlverarbeitung, welche sich unabhängig von den eingesetzten Energieträgern gestaltet, nicht näher betrachten zu müssen. Kurzfristig wurden dabei die beiden Versorgungsoptionen mit Methanol und Ammoniak als möglich angesehen, wobei man im Falle von Methanol von einem Rücktransport des Kohlendioxids zum

Produktionsort für eine Kreislaufwirtschaft ausging. Rückmeldungen zur Direktnutzung der beiden Energieträger waren nicht einheitlich. Höhere Chancen wurden dabei aber dem Ammoniak zugeschrieben. Grundsätzlich wurde tendenziell eine technische Umsetzung als möglich angesehen. Wirtschaftlich und aus Prozesssteuerungssicht wurden jedoch die Reformierung bzw. das Cracken des Energieträgers außerhalb der Anlage als vorteilhafter vermutet. Dies liegt unter anderem daran, dass sich der Volumenstrom in der Direktreduktionsanlage erhöht und hierdurch Anpassungen an der Anlage zu erwarten sind. Entsprechend wurde die Direktnutzung in der Kostenbetrachtung nicht berücksichtigt und nur die externe Wasserstoffbereitstellung untersucht. Hierbei ist es wichtig anzumerken, dass insbesondere für die Kohlendioxidkreislaufführung, die Reformierung des Methanols und das Cracken des Ammoniaks die Zahlenbasis hohen Unsicherheiten unterliegen. Zusätzlich wurde dem Vergleich noch ein Bezug von Wasserstoff aus dem Wasserstoffübertragungsnetz hinzugefügt, wobei dieses kurzfristig nicht zur Verfügung steht.

Der Kostenvergleich in Abbildung 6 zeigt die zentralen Ergebnisse der Analyse. Die Nutzung von Ammoniak scheint hier gegenüber Methanol am vorteilhaftesten zu sein. Sollte ein Pipelineanschluss verfügbar sein, sollten sich die Kosten sogar auf einem ähnlichen Niveau bewegen. Es ist aber davon auszugehen, dass die Kosten mittelfristig für den Pipelinebezug niedriger liegen. Dabei entfallen grundsätzlich die meisten Kosten auf die Energieträgererzeugung, wobei die Umwandlungskosten nicht unberücksichtigt bleiben dürfen. Die Transportkosten spielen hingegen eher eine untergeordnete Rolle. Vergleicht man die Ergebnisse mit Kosten für die Nutzung mit Erdgas, so stellt man jedoch fest, dass die Differenzkosten je nach angenommenen Erdgaspreis und ETS-Kosten für die fossile Route niedriger sind und sich eine Umstellung aus Betreibersicht rein Herstellungskosten seitig noch nicht lohnt.

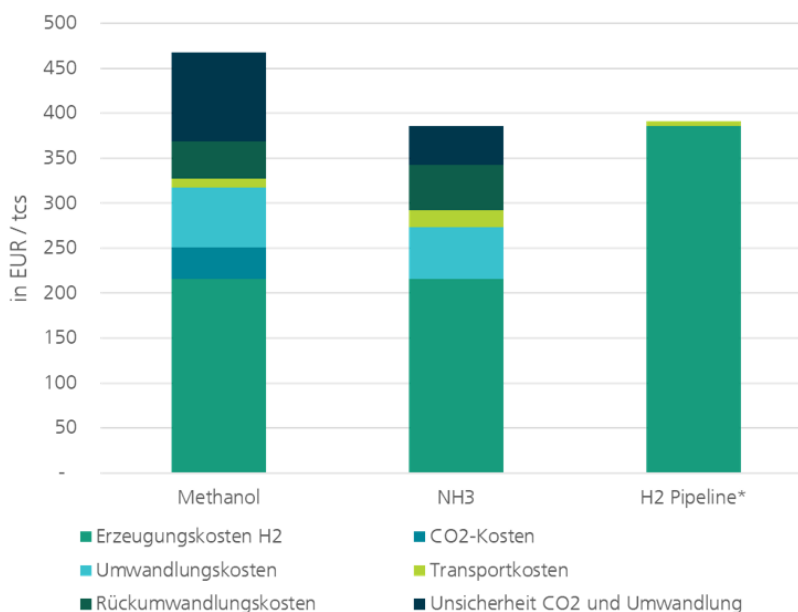


Abbildung 6: Differenzkostenvergleich für die primäre Stahlherstellung für die Direktreduktionsroute. (*) Versorgung durch eine Pipeline kurzfristig noch nicht möglich

Schwerlastverkehr - Linienbus

Wasserstoff-Brennstoffzellenbusse stellen eine vielversprechende Lösung für die Dekarbonisierung des öffentlichen Nahverkehrs dar, insbesondere in Städten mit hohem Fahrgastaufkommen und

langen täglichen Betriebszeiten. Im Rahmen der deutschen Wasserstoffimportinfrastruktur wurden Nahverkehrsbusse aufgrund einer Kombination aus betrieblichen, logistischen und strategischen Faktoren als wichtige erste Anwendungsmöglichkeit identifiziert. Diese Flotten werden in der Regel von zentralen Depots aus betrieben, die häufig in oder in der Nähe von städtischen Gebieten liegen, darunter auch große Hafenstädte, was eine effiziente Wasserstoffverteilung von nahe gelegenen Importterminals ermöglicht.

Darüber hinaus verkehren Nahverkehrsbusse auf festen, vorhersehbaren Routen und nach festen Fahrplänen, was die Planung und den Einsatz der Tankinfrastruktur vereinfacht. Aus technischer Sicht sind Brennstoffzellenbusse für den städtischen Einsatz gut geeignet: Sie bieten eine Reichweite von über 300 km und können in etwa 10 Minuten betankt werden, was sie zu einem starken Kandidaten für den Ganztagsbetrieb macht. Im Vergleich dazu können batterieelektrische Busse insbesondere bei längeren oder intensiveren Einsatzzyklen Einschränkungen hinsichtlich Reichweite und Ladezeit aufweisen. Die praktische Machbarkeit von Wasserstoffbussen zeigt sich bereits in ersten Einsätzen so hat beispielsweise die Hamburger Hochbahn damit begonnen, Wasserstoffbusse mit einer Reichweite von bis zu 350 km in den regulären Betrieb zu integrieren. In diesem Zusammenhang stellen Wasserstoff-Brennstoffzellenbusse eine ergänzende Alternative zu batterieelektrischen Modellen dar, insbesondere für Strecken oder Betriebsbedingungen, bei denen Reichweite, Umkehrzeiten oder Flexibilität der Infrastruktur entscheidend sind.

Der Wasserstoffbedarf pro Bus wurde anhand von Betriebsdaten des Hamburger Metrobus-Systems geschätzt. Jeder Bus legt pro Fahrt etwa 20 km zurück, wobei die Fahrhäufigkeit je nach Wochentag variiert. Auf der Grundlage dieses Fahrplans wurde die jährliche Fahrleistung mit 819.520 km pro Fahrzeug berechnet. Unter der Annahme eines Kraftstoffverbrauchs von 0,0616 kg H₂/km – basierend auf typischen Werten für Brennstoffzellenbusse – ergibt sich ein jährlicher Wasserstoffbedarf von rund 31.296 kg pro Bus.

Um verschiedene Bustechnologien auf einer einheitlichen Basis zu vergleichen, wurde der Ansatz der Gesamtbetriebskosten (TCO) gewählt. Dieser Ansatz berücksichtigt die gesamten Kosten, die während der Lebensdauer eines Fahrzeugs anfallen, und wird von Verkehrsbetrieben häufig zur Bewertung von Flotteninvestitionen verwendet. Für diese Analyse wurden Kostenangaben aus veröffentlichter Literatur, Herstellerangaben und bestehenden Fallstudien herangezogen. Ziel war es, realistische Kostenstrukturen für Stadtbusflotten in Deutschland unter aktuellen und zukünftigen Bedingungen abzubilden. Zu den wichtigsten Kostenfaktoren zählten der Kraftstoffverbrauch, die Fahrzeuganschaffungskosten (CAPEX), die Wartung und die Wasserstoffverteilung. Die Kosten für die Wasserstoffverteilung wurden auf der Grundlage eigener Annahmen entlang der Importwertschöpfungskette berechnet. Dabei wurden zwei Optionen berücksichtigt: komprimierter Wasserstoff (CGH₂) über LOHC-Transport und flüssiger Wasserstoff (LH₂). Diese wurden zu den anderen Kostenkomponenten wie Energie, Arbeit und Versicherung addiert, um die Kosten pro Kilometer für jeden Antriebsstrang zu berechnen. Obwohl Busse von der Maut befreit sind, unterliegen sie dennoch der nationalen CO₂-Bepreisung. In Deutschland liegt diese 2024 bei 45 € pro Tonne CO₂ und wird 2025 auf 55 € pro Tonne steigen. Diese Werte wurden für Diesel- und CNG-Busse entsprechend berücksichtigt.

Die Gesamtbetriebskostenanalyse für Nahverkehrsbusse (siehe Abbildung 7) zeigt, dass Diesel- und batterieelektrische Busse mit Werten von etwa 0,58 €/km bzw. 0,59 €/km die kosteneffizientesten Technologien sind. CNG-Busse folgen mit etwa 0,72 €/km. Wasserstoffbetriebene Busse weisen deutlich höhere Gesamtbetriebskosten auf. Busse mit komprimiertem Wasserstoff (CGH₂) erreichen etwa 1,12 €/km, während Busse mit flüssigem Wasserstoff (LH₂) Kosten von etwa 1,18

€/km verursachen. Die Hauptkostentreiber für Wasserstoffoptionen sind Kraftstoff- und Vertriebsausgaben, insbesondere für CGH₂. Insgesamt bleiben Diesel- und batterieelektrische Busse unter den aktuellen Bedingungen die wirtschaftlichste Wahl. Wasserstoff-Brennstoffzellenbusse könnten mit sinkenden Kraftstoff- und Infrastrukturkosten wettbewerbsfähiger werden, tun sich hierbei aktuell aber noch schwer.

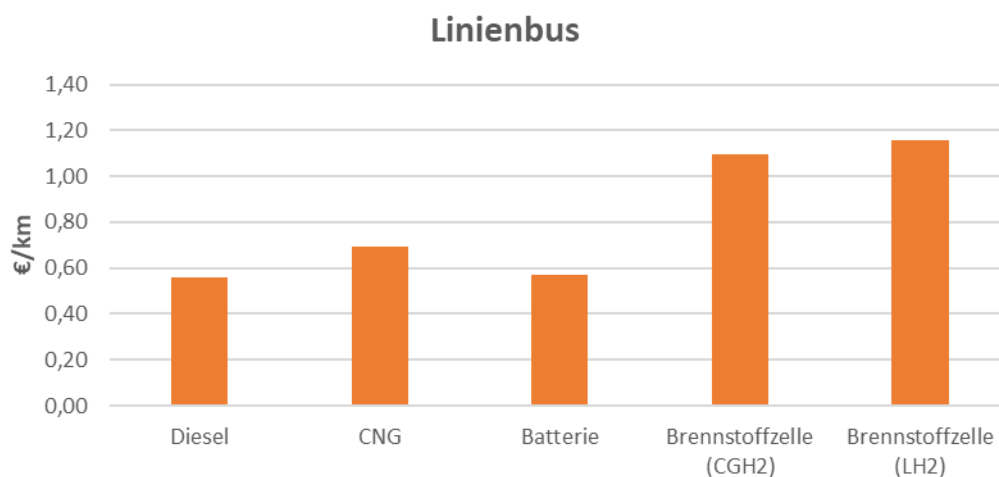


Abbildung 7: Gesamtkosten je Kilometer für verschiedene Antriebstechnologien im öffentlichen Busverkehr

Schwerlastverkehr - Lkw

Wasserstoff-Brennstoffzellen-Lkw entwickeln sich zu einer praktikablen emissionsfreien Lösung für den Fernverkehr und den Schwerlasttransport. Mehrere frühe Serienmodelle sind bereits auf der Straße, und Hersteller wie Daimler Truck und Volvo bereiten sich auf einen breiteren Einsatz bis zum Ende des Jahrzehnts vor. Während batterieelektrische Lkw für die Regional- und Kurzstreckenlogistik an Bedeutung gewinnen, wird Wasserstoff als Ergänzung angesehen, insbesondere in Anwendungsfällen, die eine größere Reichweite, hohe Nutzlasten und minimale Ausfallzeiten erfordern. Brennstoffzellen-Lkw profitieren von einer schnellen Betankung und Flexibilität im Langstreckenbetrieb, was sie besonders attraktiv für die Dekarbonisierung des Straßengüterverkehrs entlang wichtiger Transportkorridore in der Nähe von großen Häfen macht.

Für diese Studie wurde ein EURO 6-Diesel-Lkw als Basis verwendet, um die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit emissionsfreier Alternativen zu bewerten. Der Wasserstoffbedarf wurde unter der Annahme einer festen täglichen Fahrleistung von 500 km und 298 Betriebstagen pro Jahr geschätzt, was einer jährlichen Fahrleistung von 120.000 km pro Fahrzeug entspricht. Der Wasserstoffverbrauch wurde auf der Grundlage von Branchenbenchmarks für schwere Brennstoffzellenfahrzeuge mit 0,0616 kg H₂/km festgelegt, was einem jährlichen Kraftstoffbedarf von ca. 7.392 kg H₂ pro Lkw entspricht.

Zur Bewertung und zum Vergleich der Antriebstechnologien auf Kilometerbasis wurde das Gesamtbetriebskostenmodell (TCO) herangezogen. Die Analyse berücksichtigte mehrere Kostenkomponenten: Kraftstoff, Wartung, Arbeitsaufwand, Investitionskosten (CAPEX), Mautgebühren, Versicherung und CO₂-bezogene Abgaben. Die Kraftstoff- und Vertriebskosten wurden aus aktuellen Modellen der Wasserstofflieferkette abgeleitet.

Eine wichtige regulatorische Entwicklung, die sich auf die Lkw-Kosten in Deutschland auswirkt, ist das CO₂-basierte Mautsystem. Ab Dezember 2023 unterliegen Lkw über 7,5 Tonnen einer entfernungsabhängigen Maut, die die CO₂-Emissionsklasse, das Fahrzeuggewicht, die Anzahl der Achsen und die Gesamtkilometerleistung berücksichtigt. Während Diesel-, CNG- und Hybrid-Lkw die vollen Mautgebühren entrichten müssen, sind emissionsfreie Fahrzeuge wie Brennstoffzellen- und batterieelektrische Lkw bis Ende 2025 von der Maut befreit. Ab 2026 müssen sie 25 % des regulären Mautsatzes zur Deckung der Infrastrukturkosten zahlen. Diese Faktoren wurden entsprechend in die TCO-Berechnung einbezogen.

Abbildung 8 zeigt die TCO-Ergebnisse für fünf Lkw-Antriebsarten. Batterieelektrische Lkw sind mit rund 0,80 €/km die kostengünstigste Lösung. CNG-Lkw folgen mit 0,95 €/km und Diesel-Lkw mit 1,19 €/km. Lkw mit Flüssigwasserstoffantrieb (LH₂) weisen eine TCO von 1,26 €/km auf, während diejenigen mit komprimiertem Wasserstoff (CGH₂) 2,24 €/km erreichen. Die höheren Kosten von CGH₂-Lkw sind hauptsächlich auf hohe Vertriebs- und Kraftstoffkosten zurückzuführen, während LH₂ aufgrund geringerer Logistikkosten besser abschneidet. Insgesamt bieten batterieelektrische und CNG-Lkw die günstigsten wirtschaftlichen Bedingungen. Wasserstoffbetriebene Lkw, insbesondere solche mit LH₂, könnten aber mit Kostensenkungen und politischer Unterstützung an Attraktivität gewinnen.

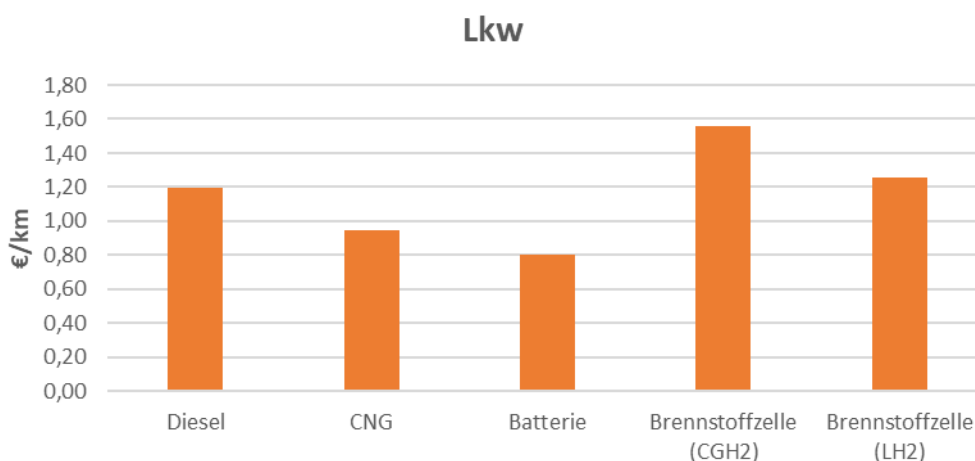


Abbildung 8: Gesamtkosten je Kilometer für verschiedene Antriebstechnologien im Güterverkehr

Seeschiffe

Der maritime Sektor räumt der Einführung alternativer Kraftstoffe wie Wasserstoff und seinen Derivaten, Methanol und Ammoniak, zunehmend Priorität ein, um strengere internationale Emissionsvorschriften zu erfüllen. Diese Kraftstoffe sind besonders relevant im Kontext von Hafenregionen und Importterminals, wo wasserstoffbasierte Träger bis 2030 voraussichtlich in großem Umfang verfügbar sein werden. Während die direkte Nutzung von Wasserstoff aufgrund seiner geringen volumetrischen Energiedichte technisch nach wie vor schwierig ist, lassen sich grünes Methanol und Ammoniak effizienter speichern und sind mit modifizierten Motoren oder Brennstoffzellensystemen kompatibel.

Mehrere Pilotprojekte sind bereits angelaufen. So soll beispielsweise das weltweit erste mit Methanol betriebene Containerschiff, die „Maersk Laura“, im Jahr 2024 in Betrieb genommen werden. Die ersten mit Ammoniak betriebenen Schiffe werden vor 2030 erwartet. Deutsche Häfen bereiten sich aktiv auf diese Kraftstoffe vor: Hamburg hat mit der Pilotierung der Methanol-Bunkerschiffung begonnen, und Bremerhaven wird bis 2025 für Methanol bereit sein, wobei Pläne

bestehen, bei steigender Nachfrage auch die Infrastruktur für die Bunkerschiffung von Ammoniak und möglicherweise sogar flüssigem Wasserstoff zu unterstützen.

Diese Analyse bewertet drei Schiffstypen – Containerschiffe (5.000 TEU), Chemietanker (47.000 DWT) und Massengutfrachter (70.000 DWT), unter verschiedenen Kraftstoffszenarien: herkömmlicher Schiffsdiesel (MDO), Methanol und Ammoniak. In jedem Fall werden die Gesamtbetriebskosten (TCO) pro Kilometer unter Berücksichtigung der Kapitalkosten, der fixen Betriebskosten, der Kraftstoff- und Hafengebühren sowie der Vertriebskosten berücksichtigt. Im Einklang mit den bevorstehenden Vorschriften werden die CO₂-Kosten zu einem immer wichtigeren Faktor in der Seeverkehrswirtschaft. Ab 2025 wird das EU-Emissionshandelssystem (EU ETS) auch den Seeverkehr umfassen, sodass Schiffe mit einer Bruttoreaumzahl von mehr als 5.000 GT je nach Route Emissionszertifikate für 50 bis 70 % ihrer Fahrten erwerben müssen. Die EUA-Preise schwanken derzeit zwischen 80 und 100 Euro pro Tonne CO₂. Die FuelEU-Maritime-Verordnung schreibt außerdem eine schrittweise Reduzierung der Treibhausgasintensität von Schiffskraftstoffen vor, beginnend mit einer Reduzierung um 2 % im Jahr 2025. Zusammen führen diese Maßnahmen zu einer erheblichen Erhöhung der Kosten für kohlenstoffintensive Betriebe und bieten gleichzeitig relative Vorteile für kohlenstoffarme Kraftstoffe.

Abbildung 9 zeigt die Ergebnisse der TCO-Analyse für die neun Schiff-Kraftstoff-Kombinationen. Dieselbetriebene Schiffe (MDO) bleiben mit Kosten zwischen 434 €/km und 444 €/km die kostengünstigste Option für alle drei Schiffstypen. Methanol- und ammoniakfähige Schiffe haben deutlich höhere Gesamtbetriebskosten bis zu 551 €/km, was in erster Linie auf die geringere Energiedichte dieser Kraftstoffe, höhere Systemkosten und die zusätzliche Komplexität der Bunkerung zurückzuführen ist. Mit Methanol und Ammoniak betriebene Schiffe wurden unter Verwendung einer Dual-Fuel-Konfiguration mit 95 % alternativem Kraftstoff und 5 % MDO als Pilotkraftstoff modelliert, was den kurzfristigen kommerziellen Entwürfen entspricht. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass Methanol und Ammoniak zwar vielversprechende Wege zur Dekarbonisierung der Schifffahrt bieten, ihre aktuelle wirtschaftliche Leistungsfähigkeit jedoch im Vergleich zu herkömmlichen Kraftstoffen nach wie vor weniger günstig ist. Weitere Senkungen der Kraftstoffproduktionskosten und Verbesserungen in der Bunkerlogistik sind unerlässlich, damit diese Optionen kommerziell wettbewerbsfähig werden.

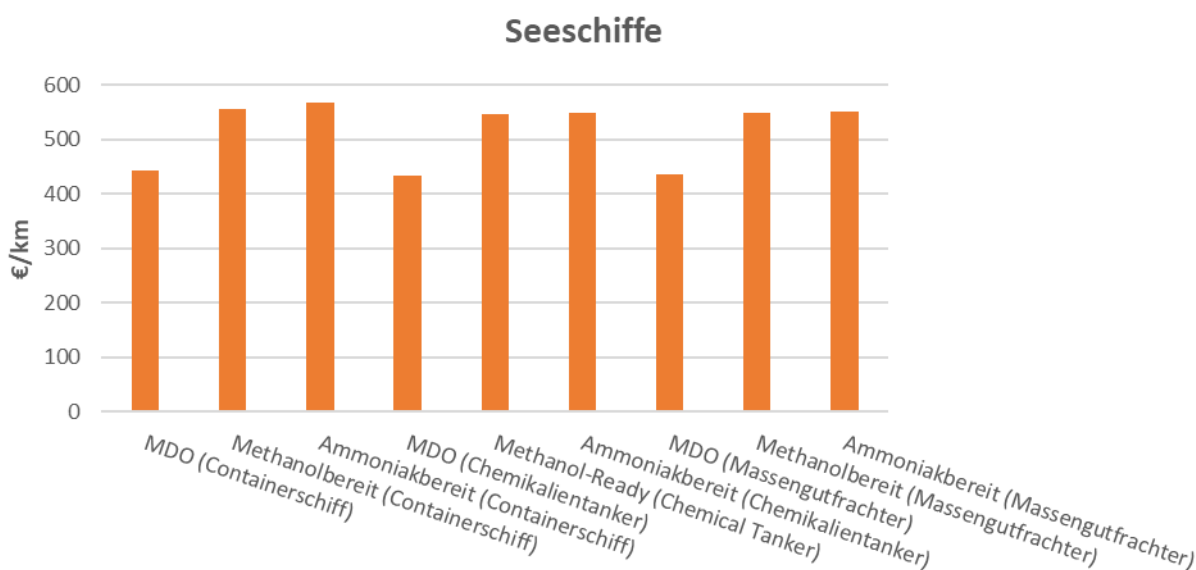


Abbildung 9: Gesamtkosten je Kilometer für verschiedene Schiffstypen und Kraftstoffe.

2.2 Arbeitspaket 2:

2.2.1 Zielsetzung des Arbeitspaketes

Ziel des Arbeitspaketes war es, unterschiedliche Versorgungspfade technisch und ökonomisch für die Bereitstellung von Wasserstoff und wasserstoffhaltigen Energieträgern in hafennahen Anwendungen zu beleuchten. Dazu sollten relevante Erzeugungs-, Umwandlungs-, und Transportprozesse entlang der Versorgungsketten beschrieben und bewertet werden. Fokus dabei sollte auf die zusammen mit AP1 identifizierten und festgelegten Anwendungsfälle gelegt werden, die Transportketten vom Exportland bis zu den Anwendungsprozessen berücksichtigen.

2.2.2 Erzielte Ergebnisse im Vergleich zur Zielsetzung

2.2.2.1 Vorgehen

Als Grundlage für einen weiteren Vergleich verschiedener Versorgungsoptionen für die identifizierten hafennahen Verbraucher wurden die spezifischen Bereitstellungskosten für die Produkte Ammoniak, Methanol, LOHC und Flüssigwasserstoff und verschiedene Exporthafen-Importhafen-Kombinationen abgeschätzt. Die Analyse ist in zwei Teile untergliedert. Zunächst wurde die Bereitstellung in einem Importhafen (ab Produktion bis zum Importterminal, ohne Berücksichtigung des Transports zum Exportterminal und der Verteilung vom Importterminal zum Verbraucher) betrachtet, um die Importkosten aus den verschiedenen Regionen miteinander zu vergleichen. Im zweiten Schritt wurden die spezifischen Bereitstellungskosten für die jeweiligen Anwendungsfälle, einschließlich des landseitigen Transports im Export- und im Importland berechnet. Dies schließt auch ein, dass eine Prüfung der technischen Eignung und Verfügbarkeit bei den beiden Analyseschritten berücksichtigt wird.

Für die Analyse der Lieferkettenvarianten wurde für jede Exportregion ein Exporthafen angenommen. Bei der Auswahl der Häfen wurden die angekündigten Wasserstoffprojekte mit Exportpotenzial (gemäß Projektankündigung und/oder vorgesehener Größe), die nationalen, regionalen oder hafenspezifischen Wasserstoffstrategien, einschließlich geplanter Terminals für Wasserstoffträger (siehe AP 4), sowie die Verfügbarkeit einer geeigneten Kohlenstoffquelle für die Methanolproduktion berücksichtigt. Angesichts des geplanten Betriebsbeginns bis 2030 und der mangelnden kommerziellen Verfügbarkeit von DAC-Technologien (Direct Air Capture) wird die Verwendung von CO₂ aus industriellen Prozessen für die Methanolproduktion angenommen (siehe AP 3 zu regulatorischen Anforderungen). Mögliche Kohlenstoffquellen sind in Tabelle 12 aufgeführt. Für die eigentliche Kostenbetrachtung wurde verallgemeinernd eine beispielhafte fiktive Entfernung von 100 km zwischen dem Produktionsstandort und dem Exporthafen angenommen.

Tabelle 12 Mögliche Kohlenstoffquellen für die Methanolproduktion

Exporthafen	Tromsø, NO	Cork, IE	Portsmouth, GB	Aberdeen, GB
Prozess	Ferrosiliziumproduktion	Raffinerie	Raffinerie	Raffinerie
Anlage	Finnfjord AS, Finnsnes	Whitegate-Raffinerie, Whitegate	Fawley-Raffinerie, Fawley	SAGE Gasterminal, St. Fergus, Peterhead

Entfernung zum Exporthafen in km	~150	~35	~55	~65
CO₂-Emissionen in Mt/a	0,3	0,32	0,04	0,65
Quellen	[50]	[51]	[52]	[53,54]

Aus den vier Exporthäfen einerseits und fünf Import- und drei Transithäfen andererseits ergeben sich 32 Routenvarianten, die hinsichtlich spezifischer Bereitstellungskosten miteinander verglichen wurden. Die Entfernungen sind in Tabelle 13 dargestellt.

Tabelle 13 Entfernungen zwischen dem Export- und dem Import- bzw. Transithafen in km [55]

Import/Transithafen	Tromsø, NO	Cork, IE	Portsmouth, GB	Aberdeen, GB
Bremerhaven	2.084	1.433	811	778
Wilhelmshaven	2.076	1.417	795	765
Brunsbüttel	2.080	1.467	843	796
Hamburg	2.150	1.533	909	869
Rostock	2.296	1.715	1.093	1.050
Rotterdam	2.258	1.070	444	733
Amsterdam	2.191	1.107	483	695
Antwerpen-Brügge	2.358	1.033	411	804

Angesichts des angenommenen kurzfristigen Betriebsbeginns für ein Importprojekt bis 2030 und geringer nachgefragter Produktmengen für die betrachteten Anwendungsfälle wurde der erste ausländische Lieferkettenteil auf eine Jahresmenge ausgelegt, die optimale Schiffsauslastung und unterjährigen Schiffseinsatz ermöglicht. Dazu wurden marktübliche Schiffsgrößen im unteren Kapazitätsbereich recherchiert und den jeweiligen Versorgungspfaden zugrunde gelegt.

Die Bereitstellungskosten wurden für zwei Schiffsgrößen je Wasserstoffträger berechnet: Die kleinste kommerziell verfügbare Schiffsgröße („kleines Schiff“) und ein Schiff mit etwas größerer, marktüblicher Ladekapazität („mittleres Schiff“). Dabei wurde für Flüssigwasserstoff voraussichtliche Verfügbarkeit vor 2030 angenommen. Bei einer Wartungszeit von 30 Tagen pro Jahr und einer Aufenthaltszeit im Hafen zum Be- und Entladen von zwei Tagen [56] wurde die maximale Anzahl der Rückfahrten pro Jahr für jede Route und Schiffstyp abgeleitet (abgerundet). Die angenommene durchschnittliche Seegeschwindigkeit für die jeweilige Schiffsgröße richtet sich nach den in [57] zitierten Daten aus [58]. Die Annahmen und resultierenden Jahresmengen sind in Tabelle 14 dargestellt.

Tabelle 14 Jährliche Importmengen je nach Schiffskapazität

H ₂ -Träger	Ammoniak		Methanol		LOHC		LH ₂	
Schiffstyp	LPG-Tanker		Chemikali- entanker		Öltanker		LH ₂ -Tanker	
Schiffsgröße	klein	mittel	klein	mittel	klein	mittel	klein	mittel
Ladepazität in t	2.500	4.458	5.203	10.697	9.000	26.346	89	1.418
Ladepazität in m ³	4.000	22.000	6.500	13.363	10.345	30.283	1.250	20.000
Ladepazität in MWh	12.919	71.056	28.814	55.237	18.509	54.181	2.954	47.263
Quellen	[59]	[60]	[61]	[62]	geschätzt nach [63]	[64]	[65]	[66]
Geschwindigkeit in km/h [57,58]	22	22	20	22	18	22	22	22
Produktmenge, je nach Import- route in MWh/a	319.179 – 767.162	1.755.483 – 4.219.390	1.616.991 – 1.649.335	3.233.983 – 3.298.670	399.044 – 1.015.74	1.327.435 – 3.185.844	72.580 – 176.243	1.161.283 – 2.819.892

Für die ermittelten Jahresmengen wurde ein Energiebilanz- und ein darauf aufbauendes Kostenmodell aufgebaut. Die spezifischen Bereitstellungskosten für die betrachteten Produkte wurden mithilfe der Annuitätenmethode als Quotient der Jahresgesamtkosten und der im Importterminal bzw. beim Endverbraucher bereitgestellten Jahresmenge berechnet. Die Jahresgesamtkosten setzen sich aus den fixen und ggf. variablen Betriebskosten sowie der annuitätischen Investition für die jeweiligen Umwandlungs-, Konditionierungs-, Transport- und Lagerungsprozesse entlang der Lieferkette zusammen. Für den Annuitätenfaktor zwecks Berechnung der annuitätischen Investition wurde ein einheitlicher Jahresszinssatz von 8 % (real) angenommen. Die Lebensdauer und weitere techno-ökonomische Parameter für die Kostenberechnung sind im Anhang 4 dargestellt. Die angenommenen Stromkosten wurden durch die Modellierung in AP 4 ermittelt.

Mit Blick auf die beabsichtigte Einfuhr der betrachteten Produkte in die EU wurden bei den Annahmen zu den Produktionsanlagen die Regelungen der delegierten Verordnung bzgl. Stromherkunft¹ (DV 2023/1184) nach der erneuerbare-Energien-Richtlinie² (RED) berücksichtigt (siehe AP 3). Dadurch soll die Anrechenbarkeit der Importe auf die EE-Ziele für die Anwendungssektoren sichergestellt werden. In Irland, England und Schottland wird für die Wasserstoffproduktion Strom aus dezidierten Onshore-Windanlagen unter Berücksichtigung der Zusätzlichkeit und zeitlichen Korrelation genutzt, wobei die Stromherkunft über ein PPA (Power-Purchase-Agreement) nachgewiesen wird. In Norwegen darf der Netzstrom (primär aus Wasserkraft) ohne ein PPA und ohne das Zusätzlichkeitskriterium eingesetzt werden. Für alle anderen Prozesse wird vom Strombezug

¹ Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission vom 10.02.2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr, abrufbar unter: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2023/1184/oj

² Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung), konsolidierte Fassung vom 16.07.2024, abrufbar unter: <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/2024-07-16>

aus dem öffentlichen Netz bzw. dem allgemeinen Strommix ausgegangen. Die strombezogenen Annahmen für die Betriebskosten sind in Tabelle 15 dargestellt.

Tabelle 15 Techno-ökonomische Annahmen zu Stromeinsatz in Prozesse der Lieferkette

Parameter	Norwegen	Irland	England	Schottland
EE-Technologie	Wasserkraft	Wind Onshore	Wind Onshore	Wind Onshore
VLS Onshore Wind in h/a	2.893	3.062	2.890	3.065
VLS Elektrolyse in h/a	7.856	2.561	3.043	3.043
Stromkosten für Elektrolyse (EE) in €/MWh	52,85	27,87	38,69	38,69
Stromkosten für andere Prozesse (Netzstrom) in €/MWh	52,86	84,42	71,52	71,52

Der Stromeinsatz in Deutschland (bspw. für die Lagerung, die Konditionierung und die Verteilung) wird zu 92,92 €/MWh berechnet. Vor dem Hintergrund der volatilen Stromerzeugung und entsprechend zeitlich variabler Wasserstoffproduktionsmengen (in Irland, England und Schottland) ist eine Zwischenspeicherung von Wasserstoff am Produktionsstandort notwendig, um den angenommenen, weitgehend konstanten Betrieb von Synthesanlagen für Ammoniak und Methanol zu ermöglichen. Die Dimensionierung der Wasserstoffspeicher je nach Betriebsweise konnte im Projekt nicht im Detail betrachtet werden. Dementsprechend wurden die Kosten der Wasserstoffzwischenlagerung beim techno-ökonomischen Vergleich vernachlässigt. Bei den Export- und Importterminals wurde vereinfacht angenommen, dass die Speicherkapazität der jeweiligen optimalen Jahresproduktmenge entspricht. Eine Parallelnutzung für andere Importe wird nicht berücksichtigt.

Die Verteilungskosten für den nicht leitungsgebundenen Transport von der Produktionsanlage zum Exporthafen und vom Importhafen zum Endverbraucher wurden analog dem Seetransport mithilfe der Annuitätenmethode geschätzt. Dabei wurde von einer zeitlich gleichmäßigen Verteilung der für den Anwendungsfall benötigter Jahresmenge ausgegangen. Die techno-ökonomischen Annahmen für den nicht leitungsgebundenen Transport sind im Anhang 4 zusammengefasst.

2.2.2.2 Ergebnisse

Ein Vergleich der Bereitstellungskosten für Wasserstoff in den betrachteten Exportregionen (zunächst ohne Berücksichtigung weiterer Umwandlungs- und Transportschritte) ergibt nah beieinanderliegende Werte. Norwegen hat – trotz der höheren Stromkosten und dank der vollen Auslastung des Elektrolyseurs – mit 3,403 €/kg die niedrigsten Kosten, eng gefolgt von Irland mit 3,705 €/kg und Großbritannien (England und Schottland) mit 3,883 €/kg.

Die Länge der Seeroute hat keinen wesentlichen Einfluss auf die Bereitstellungskosten im Importhafen. Beispielhaft ist in Abbildung 10 die Kostenstruktur von Methanol bei Anlieferung aus den verschiedenen Exporthäfen in Wilhelmshaven und in Rotterdam dargestellt.

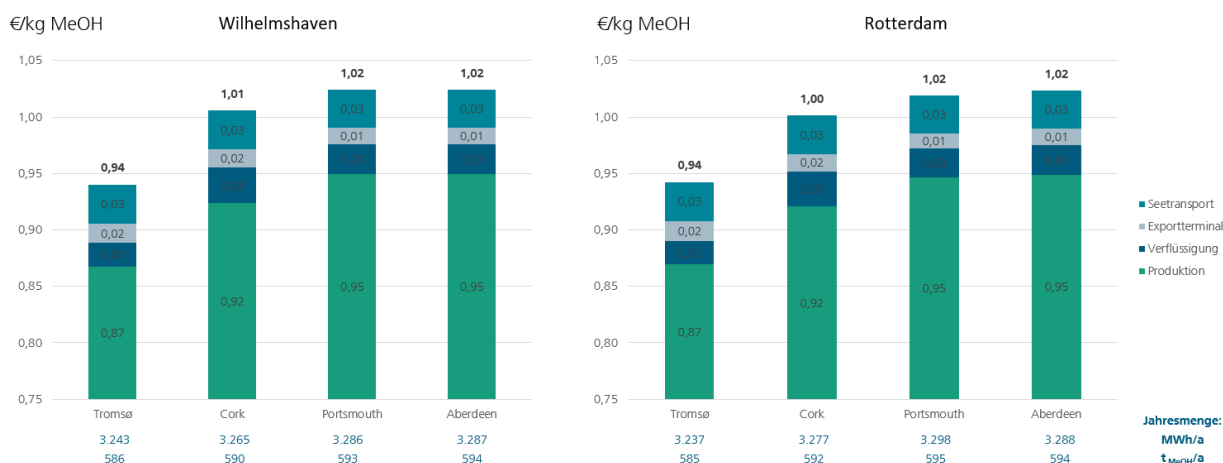


Abbildung 10: Bereitstellungskosten von Methanol je nach Hafen (Ladefähigkeit des Schiffs ca. 11.000 t)

Abbildung 11 ermöglicht einen Energieträgervergleich. LOHC und LH₂ weisen etwas niedrigere Bereitstellungskosten bezogen auf eine Energieeinheit im Vergleich zu Ammoniak und Methanol. Bezogen auf den Wasserstoffgehalt zeigt sich Methanol um ca. ein Drittel teurer als die anderen Wasserstoffträger, die jeweils in etwa auf demselben Niveau liegen. Einschränkend ist dabei unsichere Datenlage zum LH₂-Transport zu erwähnen.

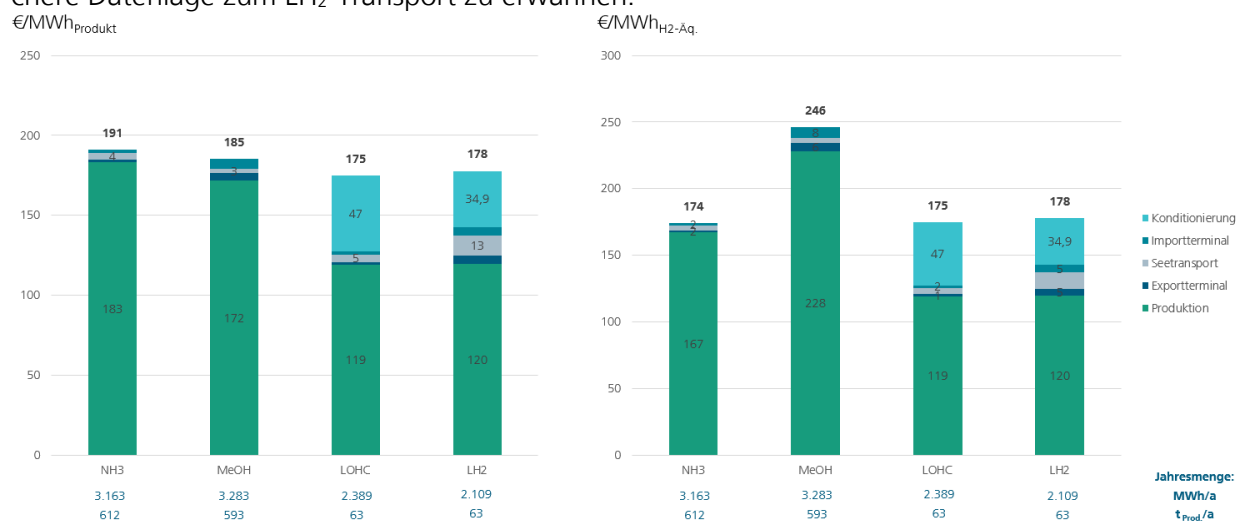


Abbildung 11: Energieträgervergleich für Beispielroute Aberdeen – Hamburg

Hinsichtlich der Kosteneffekte bei einer potenziellen Skalierung der Lieferkette zeigt sich bspw. beim Ammoniaktransport per LPG-Tanker im untersten Kapazitätsbereich, dass bei einer Vergrößerung der Ladefähigkeit um den Faktor 5,5 (von 2.500 auf 13.750 t Produkt) die spezifischen Seetransportkosten sich in etwa halbieren. Allerdings beträgt der Seetransport weniger als 10 % der Gesamtkosten (ohne Berücksichtigung der Verteilung zum Export- bzw. vom Importhafen), so dass sich kein bedeutender Gesamteffekt abzeichnet, s. h. Abbildung 12.

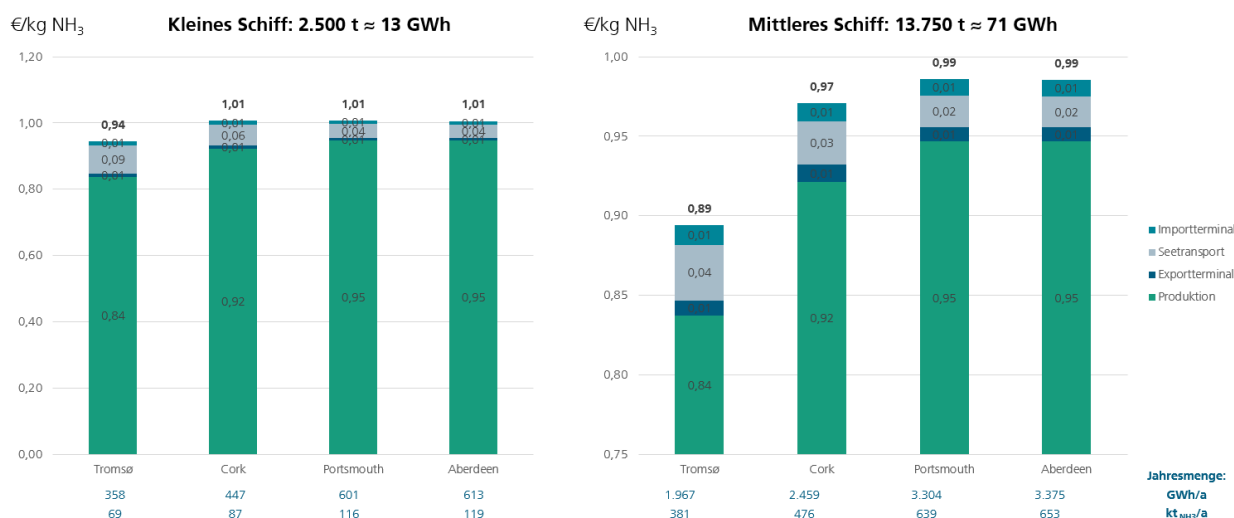


Abbildung 12: Bereitstellungskosten von Ammoniak in Wilhelmshaven je nach Schiffskapazität

2.3 Arbeitspaket 3:

2.3.1 Zielsetzung des Arbeitspaketes

Der Einsatz von grünem und ggfs. kohlenstoffarmem Wasserstoff und seinen Derivaten dient zur Einsparung von THG-Emissionen in verschiedenen Endanwendungen. Da Wasserstoff energieintensiv produziert, umgewandelt und transportiert wird, treten entlang der Produkt- und Lieferketten dennoch Emissionen auf, die es entsprechend zu begrenzen gilt. Ein Zertifizierungssystem wird daher als Nachweis genutzt, dass die Wasserstofflieferkette die geforderten Emissionseinsparungen erfüllt. Für eine zentrale Zertifizierung auf europäischer Ebene gibt die Europäische Kommission mit der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED) einen Rahmen für die Anrechenbarkeit auf nationale Ziele vor, analog zum Vorgehen bei nachhaltiger Bioenergie. Dazu sind zwei delegierte Rechtsakte entscheidend, die zum einen die Anforderungen an erneuerbaren Strom zur Elektrolyse von Wasserstoff festlegen; und zum anderen den Emissionsbilanzierungsrahmen vorgeben. Ziel des Arbeitspaketes war es, die Auswirkungen eines zukünftigen Zertifizierungssystems basierend auf den derzeitigen Nachhaltigkeitskriterien der RED II auf die im Projekt betrachteten Wasserstoffwertschöpfungsketten zu evaluieren. Neben der Zertifizierung sollten weitere regulatorische Aspekte der Wertschöpfungskette u. a. im Hinblick auf die rechtlichen Anforderungen an die Realisierung analysiert werden.

2.3.2 Erzielte Ergebnisse im Vergleich zur Zielsetzung

2.3.2.1 Vorgehen

Im ersten Schritt wurden die Kriterien der beiden delegierten Rechtsakte zu den Anforderungen an die Stromproduktion und die Emissionsbilanzierung für die konkreten Wertschöpfungsketten im Projekt aufbereitet. Im zweiten Schritt wurde vertieft betrachtet, welche Emissionen in den Wertschöpfungsketten inklusive Produktion, Konditionierung, Umwandlung, Transport und Endnutzung entstehen können und wie diese mit einem Emissionsbilanzierungssystem transparent dargestellt

werden können. Für exemplarische Fälle im Projekt wurde die Emissionswirkung entlang der Wertschöpfungskette berechnet. Diese umfassen den Transport für grünem Flüssigwasserstoff, LOHC, Ammoniak, Methanol von Norwegen in verschiedene Zielhäfen zur Nutzung als Treibstoffe im Straßen- und Schiffsverkehr sowie in der Stahlindustrie. Zudem wurden Sensitivitäten hinsichtlich des Ausgangshafens und einiger technischer Parameter ausgewertet. Der Input war dabei stets grüner Wasserstoff aus Elektrolyse mit erneuerbarem Strom.

Darüber hinaus wurde geprüft, welche Zertifizierungsschemas bereits existieren und inwieweit diese für die betrachteten Wertschöpfungsketten anwendbar sind. Für die bestehenden und geplanten Regularien wurde die Anwendbarkeit auf die konkreten Wertschöpfungsketten untersucht. Dabei wurden besonders relevante Aspekte erarbeitet. Hierbei wurde neben der Analyse vorhandener Literatur unterstützend auf die Ergebnisse der Experteninterviews zurückgegriffen.

2.3.2.2 Ergebnisse

Als Grundlage für die Bewertung regulatorischer Aspekte wurde eine Übersicht einschlägiger EU- und nationale Regelwerke erstellt. Thematisch wurden die Regelungen in folgende Blöcke eingeteilt: Netzregulierung, Anwendung (sektorspezifische EE-Ziele und ETS) und Sicherheitsaspekte. Die identifizierten Regelungen wurden hinsichtlich deren Relevanz für die betrachteten Wasserstoffträger und für die Teile der Wertschöpfungskette (Erzeugung, Transport und/oder Anwendung) eingeordnet. Weiterhin wurde die relevante Sekundärliteratur zum Regulierungsrahmen für Wasserstoff und Derivate einschließlich Importe identifiziert und gesichtet.

Da sich aus den Analysen in AP 1 und 2 keine prioritären Transportvektoren oder Anwendungssektoren ergeben haben, wurde der Schwerpunkt weiterer Detailbetrachtungen auf die regulatorischen Anforderungen aus der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED) gelegt. Die betrachteten Exportregionen wurden hinsichtlich der Stromherkunftskriterien nach der zugehörigen delegierten Verordnung (DV) 2023/1184 eingeordnet:

- In Norwegen gelten die Kriterien nicht für das gesamte Land, sondern für die fünf Gebotszonen, in die das Stromsystem unterteilt ist. Auf Basis aktueller empirischer Daten wurde bei der Analyse der Lieferketten für Wasserstoff und Derivate davon ausgegangen, dass die EE-Schwelle von 90 % in den norwegischen Gebotszonen eingehalten wird. Somit ist die Strombeschaffung an keine dezidierte Stromerzeugungsanlage gebunden. Dementsprechend wird eine Wasserstoffproduktion auf Basis von Strom aus Wasserkraft angenommen. Weiterhin gelten keine Anforderungen bezüglich Zusätzlichkeit, zeitlicher und geografischer Korrelation und auch kein Ausschluss geförderter Stromerzeugungsanlagen.
- Schottland und England gehören der einheitlichen Gebotszone Großbritannien an, die auch Wales umfasst. Während in Schottland selbst bereits im Jahr 2022 ein EE-Anteil an der Bruttostromerzeugung von 70 % und eine Emissionsintensität der Stromerzeugung von 35 g CO₂äq/kWh (9,72 CO₂äq/MJ) erreicht wurden, kommt es für die Bewertung anhand der Stromherkunftskriterien für RFNBO auf entsprechende Parameter für ganz Großbritannien an. Für eine netzstrombasierte Wasserstoffproduktion in Schottland, Irland und England gilt demnach unter Berücksichtigung aktueller empirischer Daten Art. 4 Abs. 4 delegierte Verordnung 2023/1184 und somit die Bedingungen der Zusätzlichkeit, der zeitlichen Korrelation und der geografischen Korrelation. Die Zuordnung einer Stromerzeugungsanlage der RFNBO-Erzeugung erfolgt über einen abgeschlossenen Stromabnahmevertrag (PPA).

- Auch bis 2030 wird voraussichtlich weder in Irland noch in Großbritannien ein EE-Strommixanteil von mind. 90 % (Art. 4 Abs. 1 DV 2023/1184) erreicht. Dagegen könnte die Emissionsintensität von Strom unter 18 g CO₂-Äq./MJ (Art. 4 Abs. 2 DV 2023/1184) sinken. In diesem Fall würde die Zusätzlichkeitsanforderung entfallen, während die geografische und zeitliche Korrelation mit einem PPA weiterhin gelten würden. Das zugrundeliegende Modellierungsergebnis ist in Tabelle 16 zusammengefasst.

Tabelle 16: Stromversorgung in den Exportregionen: Prognose für 2030

	Norwegen	Irland	Großbritannien
EE-Anteil an Bruttostromerzeugung (inkl. Importe)	99,96 %	85,13 %	80,67 %
Emissionsintensität von Strom (inkl. Importe)	0	13,33	6,47

- Die EU-Verordnung 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt sieht eine regelmäßige Überprüfung bestehender Gebotszonen vor; dies gilt auch für das Vereinigte Königreich. So werden im Rahmen des aktuellen Reviews alternative Gestaltungsmöglichkeiten inkl. nodaler Preise diskutiert. Eine hypothetische Betrachtung Schottlands als eine eigenständige Gebotszone würde dazu führen, dass u. U. die Anrechnung von erneuerbarem Strom beim Erreichen der Emissionsintensitätsschwelle nach Art. 4 Abs. 2 DV 2023/1184 greifen könnte. Dies würde ein PPA sowie zeitliche und geografische Korrelation voraussetzen. Auf das Zusätzlichkeitskriterium könnte dagegen verzichtet werden.

Ein weiterer Aspekt, der für die Methanolproduktion eine Rolle spielt, sind geeignete Kohlenstoffquellen. Die ebenfalls zur RED gehörende delegierte Verordnung 2023/1185¹ legt Kohlenstoffquellen fest, bei deren Verwendung die Input-Emissionen bei der Ermittlung von Lieferkettenemissionen als vermiedene Emissionen herausgerechnet werden dürfen. Neben einer Luftabscheidung, einer Kreisführung, biogene Quellen unter Einhaltung der Nachhaltigkeitsanforderungen nach RED III und natürlicher Freisetzung aus geologischen Quellen sind auch fossile CO₂-Emissionen unter bestimmten Voraussetzungen zulässig: Als vermieden gelten bis 2035 Emissionen aus der Stromerzeugung und bis 2040 aus anderen industriellen Prozessen, die unter ETS I fallen, solange die Emissionen jeweils bereits in einem effektiven CO₂-Bepreisungssystem berücksichtigt wurden (Ziff. 10 Anlage A Delegierte Verordnung 2023/1185).

Während Irland (EU-Mitgliedstaat) und Norwegen (EFTA-Mitgliedstaat) im Anwendungsbereich des europäischen Emissionshandelssystems (EU ETS) liegen, hat die Kommission für Vereinigtes Königreich klargestellt, dass dessen Emissionshandelssystem die Anforderungen an ein „wirksames CO₂-Bepreisungssystem“ erfüllt [67]. Entsprechend wurden für alle Exportländer keine zusätzlichen Einschränkungen hinsichtlich der Kohlenstoffquellen festgestellt und für die Analysen der Lieferketten eine Bereitstellung aus industriellen Punktquellen unterstellt.

¹ Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2028/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung eines Mindestschwellenwertes für die Treibhausgaseinsparungen durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe und einer Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe, abrufbar unter: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2023/1185/oj

Die resultierenden spezifischen THG-Emissionen der RFNBO-Versorgung in den untersuchten Versorgungsketten aus AP 1 und 2, die in Norwegen beginnen, variieren zwischen 6 und 43 g CO₂-Äq/TJ, wobei das untere Ende durch die Methanolversorgung der Bunkeraktivitäten in Hamburg und das obere Ende durch die H₂-Versorgung der Tankstellen in Rostock über LOHC gegeben ist (siehe Abbildung 13). Die letztgenannte Lieferkette ist die einzige, deren THG-Intensität deutlich über dem EU-Grenzwert von 28,2 gCO₂e/TJ liegt. Dies ist hauptsächlich auf den Transport des schweren LOHC und die energieintensive Rückumwandlung in Wasserstoff zurückzuführen.

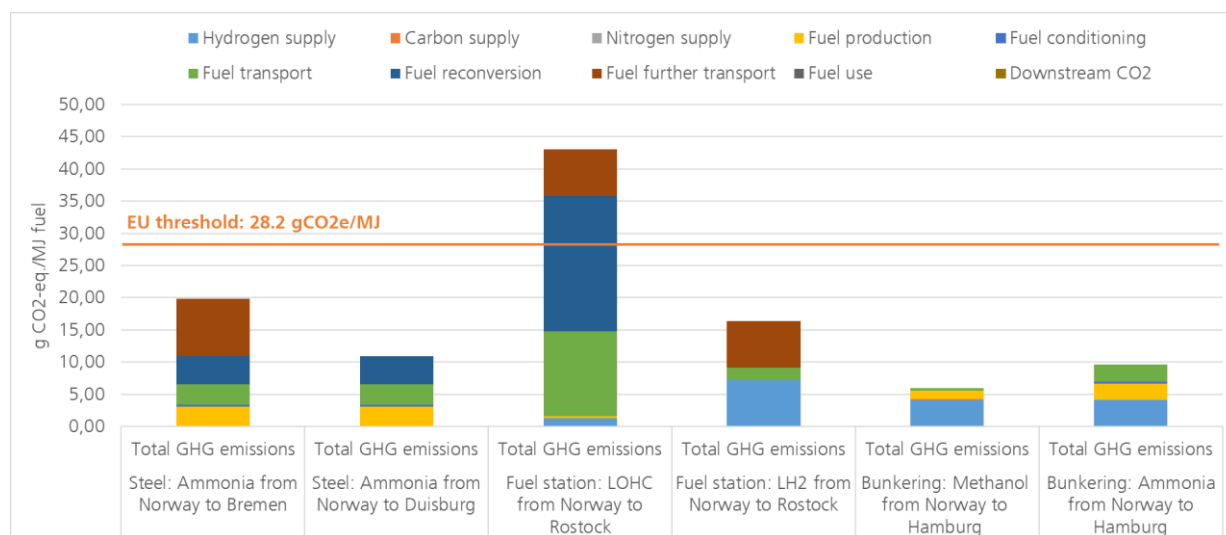


Abbildung 13: Spezifische Treibhausgasemissionen der RFNBO-Versorgungsketten nach Vektor und Anwendung

Eine Verringerung der Schifffahrtsemissionen durch die Wahl eines näher gelegenen Herkunftshafens, z. B. in Schottland, ermöglicht eine Senkung der THG-Intensität, jedoch nicht unter den Grenzwert. Dies erfordert eine Verringerung der THG-Emissionen bei der Umstellung, z. B. durch die Verwendung von etwa 50 % Bioenergie in der LOHC-Crackanlage oder von Abwärme, falls vorhanden (siehe Abbildung 14). Während die gleichen Maßnahmen nur eine vernachlässigbare Auswirkung auf die H₂-Versorgung über LH₂ haben, bleiben die spezifischen THG-Emissionen der Versorgung über LH₂ niedriger, solange die Emissionen der LOHC-Umstellung nicht vollständig gemindert werden.

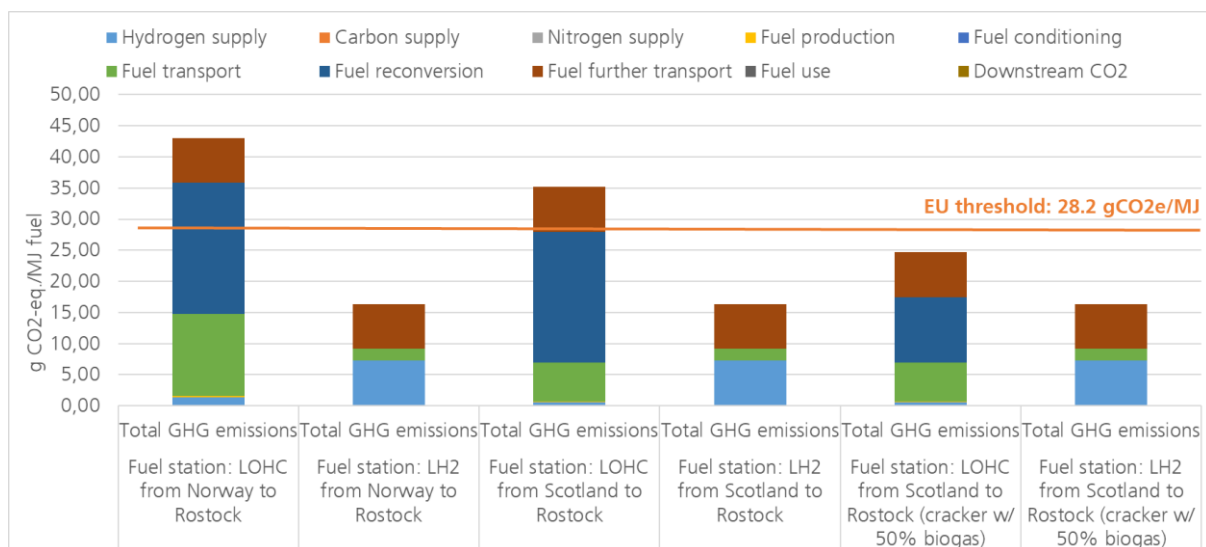


Abbildung 14: Spezifische Treibhausgasemissionen von Wasserstoffversorgungsketten mit Vektor LOHC und LH₂

Zum Vergleich der verschiedenen Exportregionen wurden zusätzlich die Ammoniak- und Methanolversorgungsketten für Exporte aus Norwegen, England, Irland und Schottland vergleichend analysiert. Es zeigt sich, dass die Vorkettenemissionen des Strommixes im Exportland eine größere Rolle spielen als die unterschiedlichen Transportdistanzen. Daher fallen die spezifischen Treibhausgasemissionen für die in Schottland beginnenden Ketten am geringsten und für die in Irland beginnenden Ketten am höchsten aus, wobei auch für diese der EU-Grenzwert von 28,2 g CO₂-Äq/MJ noch deutlich unterschritten wird (vgl. Abbildung 15).

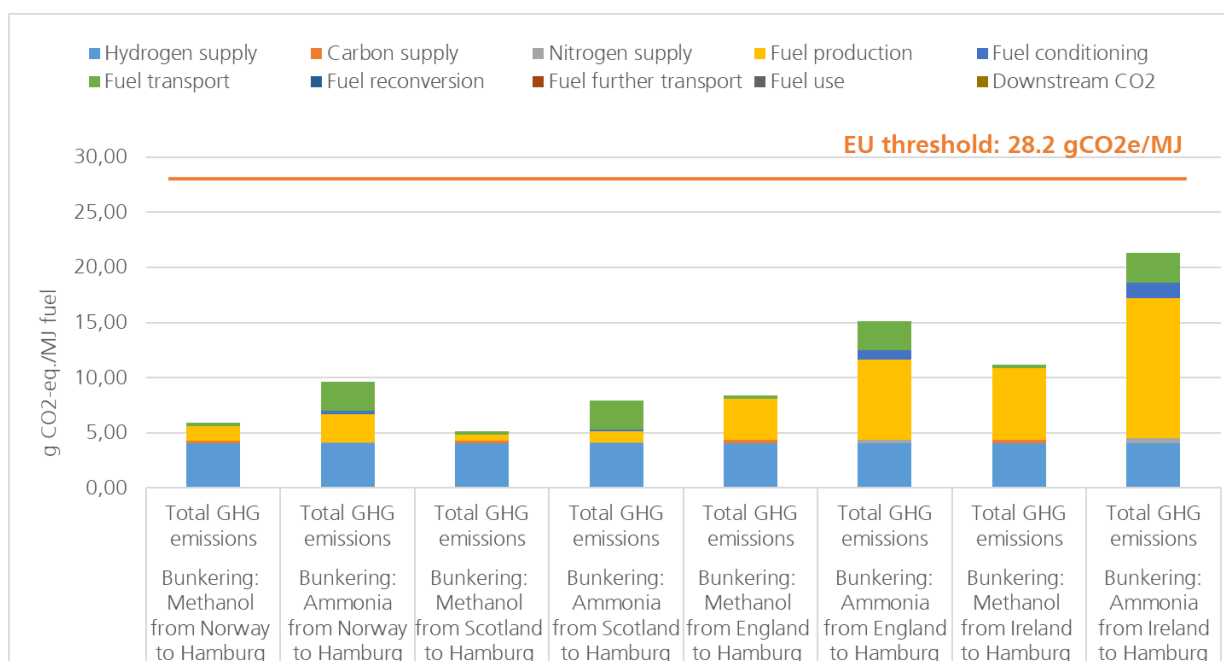


Abbildung 15: Spezifische Treibhausgasemissionen von Ammoniak- und Methanolversorgungsketten

Insgesamt zeigt sich, dass sich der EU-Grenzwert für die spezifischen Treibhausgasemissionen entlang der Lieferkette für die betrachteten Lieferketten in der Regel einhalten lassen sollte, unter der Annahme, dass der für die Elektrolyse verwendete Strom vollständig den Bedingungen des delegierten Rechtsakts 2023/1184 genügt. Einzig bei Verwendung von LOHC als Transportvektor muss auf Grund des hohen Energieaufwands bei der Umwandlung besonderes Augenmerk auf die dort verwendeten Brennstoffe gelegt werden.

2.4 Arbeitspaket 4: Auswirkungen auf das Energieversorgungssystem der Lieferländer

2.4.1 Zielsetzung des Arbeitspaketes

In diesem Arbeitspaket war es das Ziel die Auswirkungen der Bereitstellung von Wasserstoff und seinen Derivaten für hafennahe Anwendungen in Deutschland auf die Energieversorgungssysteme der in AP 2 betrachteten Lieferländer darzustellen. Im Fokus sollte dabei der zusätzliche Ausbaubedarf erneuerbarer Energien für die Wasserstoff- und Derivateerzeugung sein sowie der Einfluss dieser auf die Erzeugungskosten der wasserstoffhaltigen Energieträger. Zusätzlich sollte sich angeschaut werden, welche vorhandenen bzw. aufzubauenden Unternehmensstrukturen im Exportland existieren.

2.4.2 Erzielte Ergebnisse im Vergleich zur Zielsetzung

2.4.2.1 Vorgehen

Zur Bewertung der Ausbaubedarfe wurde auf detaillierte erneuerbare Stromerzeugungspotenziale zurückgegriffen, die im Rahmen des Projektes „TransHyDE-Sys“ erhoben wurden. Auf Basis regional verschränkter Flächennutzungs- und Wetterdatensätze kann der zusätzliche Ausbaubedarf der Technologien Freiflächen-PV, Wind an Land, und Wind auf See ermittelt und kostenseitig beleuchtet werden. Auf dieser Basis wurden dann die untersuchten Lieferketten näher analysiert und deren resultierende Energiebedarfe in den Lieferländern ermittelt. Dazu wurden die Energiebedarfe dem prognostizierten Energiebedarf der Länder und den vorhandenen Potenzialen erneuerbarer Energien gegenübergestellt. Anschließend wurden die Auswirkungen auf das Energiesystem der Produktionsländer beschrieben und bewertet. In die Bewertung wurden die in den Exportländern vorhandenen bzw. aufzubauenden Unternehmensstrukturen mit einbezogen.

Für ein Szenario, in dem die Wasserstoffproduktionssysteme als unabhängige Einheiten betrieben werden, wurde das Potenzial der lokalen Stromerzeugung von Onshore-Windstandorten mit den Wasserstoffproduktionsstätten in der Nähe der relevanten Exporthäfen verknüpft. Um die Zusätzlichkeit zu modellieren, wurden die kosteneffizientesten Photovoltaik- und Windressourcen des Landes für den nationalen Strombedarf reserviert. Der erneuerbare Strombedarf wurde aus der nationalen Stromlast, des Anteils erneuerbarer Energien am heimisch erzeugten Strom, der Produktion

an erneuerbaren Wasserstoff sowie des Einsatzes an erneuerbaren Strom in der Fernwärme bestimmt. Für die Wasserstoffproduktion wurden die nächstgelegenen Potenziale mit den geringsten Erzeugungskosten (LCOE) in den umliegenden NUTS3-Regionen der betreffenden Häfen in Betracht gezogen.

Für die Analyse der Unternehmensstrukturen wurde eine Medienanalyse mit Schwerpunkt um die Exporthäfen durchgeführt. Bei der Untersuchung wurde u.a. berücksichtigt: Nationale Wasserstoffstrategien und vergleichbare Rahmendokumente, Veröffentlichungen und Berichte von Wasserstoffinitiativen und -mitgliederverbänden sowie Beratungsunternehmen, Datenbanken zu Wasserstoffprojekten, Pressemitteilungen sowie Websites und vergleichbare Veröffentlichungen von Unternehmen mit Projekten in Bezug auf Wasserstoffproduktion oder Infrastruktur als auch Presseartikel.

2.4.2.2 Ergebnisse

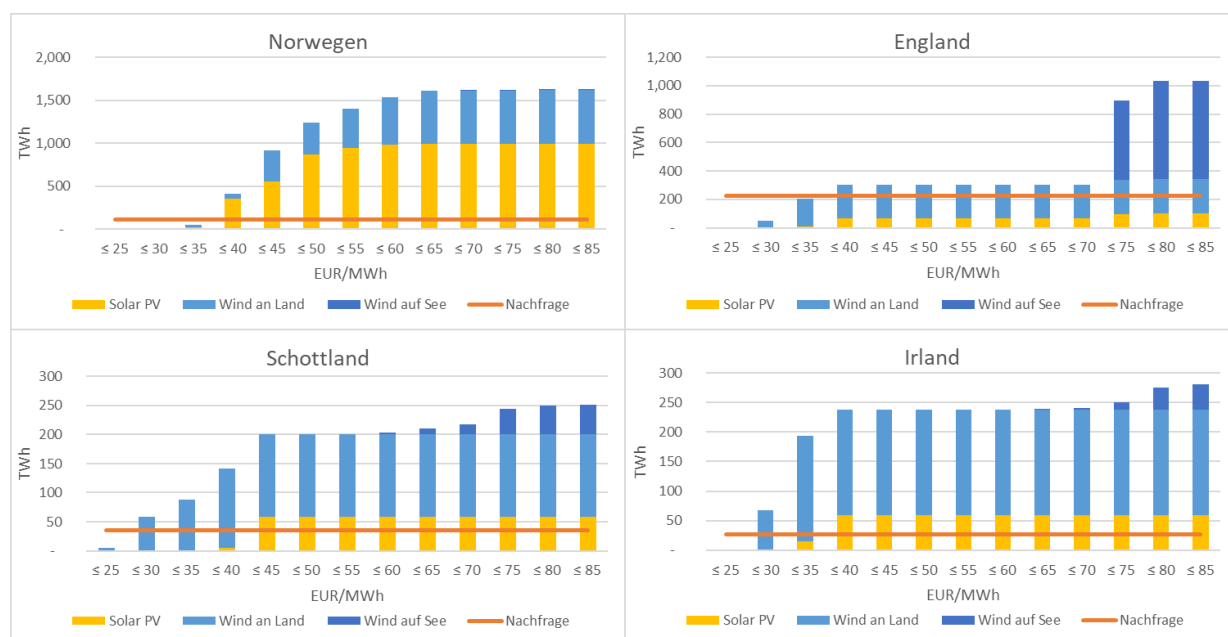


Abbildung 16: Nachfrage, Stromerzeugungskapazität und entsprechenden LCOE für PV, Onshore und Offshore Energie

Abbildung 16 zeigt das Erzeugungspotenzial und die spezifischen Kosten für die Stromerzeugung aus Photovoltaik (Solar PV) und Windenergie sowie den prognostizierten Bedarf an Strom aus erneuerbaren Energien in den Fokusländern im Jahr 2030. Der nationale Bedarf an erneuerbarem Strom für die Stromnachfrage, die grüne Wasserstoffproduktion und die Fernwärme beträgt in England, Schottland, Irland und Norwegen im Jahr 2030 228, 36, 9 bzw. 120 TWh. Die Erzeugungspotenziale der Länder unterscheiden sich in Umfang und spezifischen Kosten. Innerhalb der betrachteten Lieferketten werden die Kosten und Potenziale von Windenergie an Land untersucht. In Norwegen liegen die günstigsten Potenziale für Wind an Land bei 34 EUR/MWh, in der Umgebung von Tromsø jedoch bei 42 EUR/MWh. In England liegen die günstigsten Potenziale jenseits

der nationalen Strombedarfe bei 36 EUR/MWh. In Schottland und Irland kann der nationale Strombedarf aus Windenergie an Land zu Kosten von 29 EUR/MWh gedeckt werden. Die Potenziale von Windenergie auf See weisen in allen Ländern deutlich höhere spezifische Erzeugungskosten auf als Windenergie an Land.

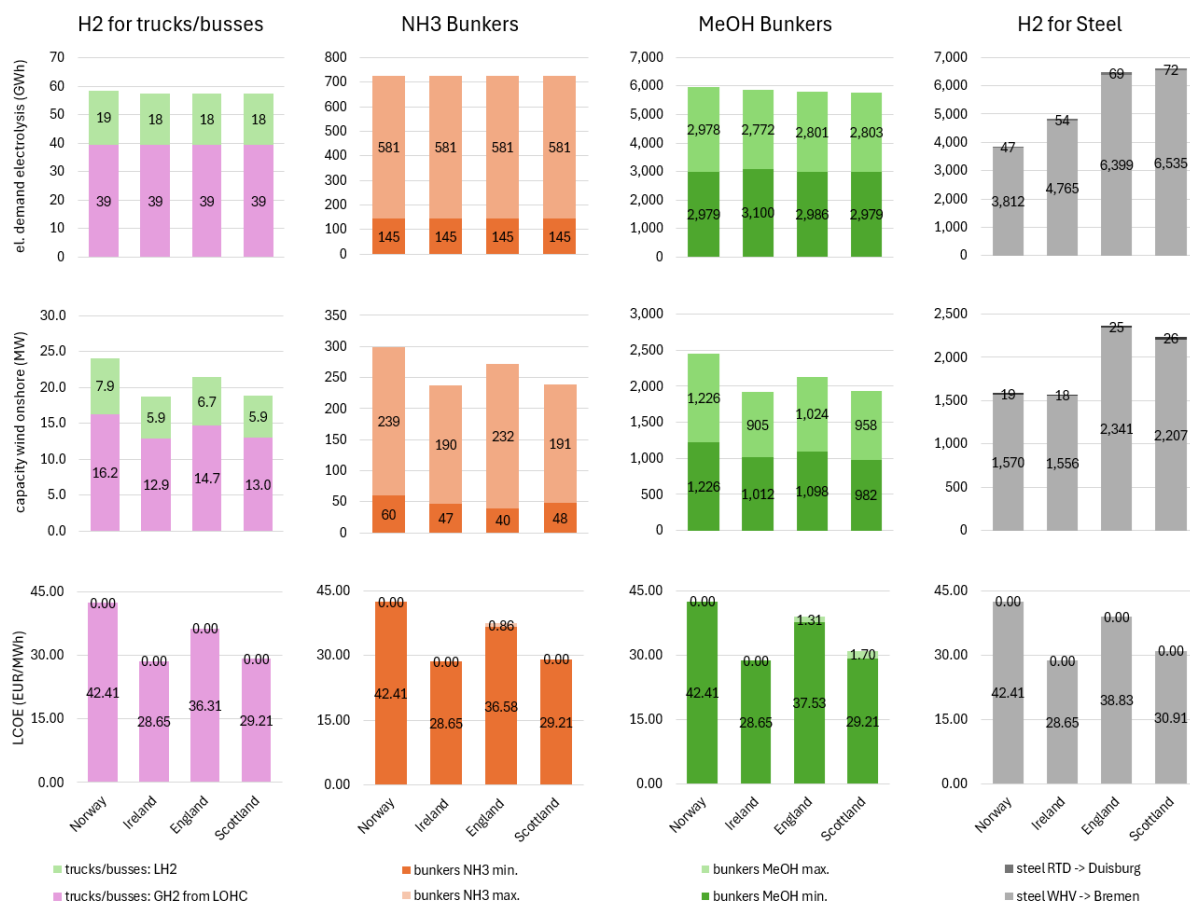


Abbildung 17: Auswirkungen auf die erneuerbare Stromerzeugung für ausgewählte Anwendungsfälle

In Abbildung 17 sind die erneuerbare Stromerzeugung, die entsprechenden Ausbaupotenziale von Windkraft und die LCOE für die Lieferketten dargestellt. Die produzierte Wasserstoff-Menge und somit der benötigte Strom zur Bedienung eines Anwendungsfalles variieren zwischen den Exportländern, da über die jeweiligen Transportdistanzen entlang der Lieferketten unterschiedliche Verluste entstehen. Im Fall der Belieferung von Stahlstandorten richtet sich die benötigte Menge zudem nach der optimalen Schiffsauslastung (siehe AP 2). Die zusätzlichen Strombedarfe für den wasserstoffbasierten Energieexport belaufen sich in allen betrachteten Ländern auf etwa 3,0 bis 6,0 TWh für die Schiffsbunkerung von Methanol und auf 3,8 bis 6,6 TWh für die Wasserstoff-Lieferung an deutsche Stahlproduktionsstandorte in Norwegen bzw. Schottland. Die entsprechenden Ausbaupotenziale von Windkraft an Land variieren für die Schiffsbunkerung von Methanol (max.) von 1,9 GW in Irland mit den niedrigsten LCOE bis 2,5 GW in Norwegen mit den höchsten LCOE von Windkraft an Land. Im Fall der Wasserstoff-Lieferung für die Stahlproduktion liegt die erforderliche Ausbaupotenziale von Windenergie an Land in Irland und Norwegen bei 1,6 GW und in England bei 2,4

GW. England weist zwar geringere LCOE als Norwegen auf, benötigt jedoch größere Erzeugungsmengen, um eine schiffsbasierte Lieferkette auszulasten. Der Strombedarf für die Erzeugung, Umwandlung und den Transport von Schiffsbunkern für Ammoniak und Wasserstoff für den hafennahe Lkw- und Busverkehr in Deutschland ist mit 39 bis 58 GWh bzw. 145 bis 725 GWh vergleichsweise gering. Die damit verbundenen Erzeugungskapazitäten von Windkraft an Land sind daher ebenfalls gering. Die ermittelten Erzeugungsmengen können zu jeweils gleichen spezifischen Kosten bereitgestellt werden. In England und Schottland erhöhen sich die Kosten für die Methanol- und Stahl-Lieferkette aufgrund der großen Erzeugungsmengen nur geringfügig. Aktuell verfügt Norwegen über rund 5,1 GW, Irland über etwa 5,0 GW und das Vereinigte Königreich insgesamt über 14,1 GW installierte Windleistung an Land. Davon entfallen innerhalb des Vereinigten Königreichs rund 8,8 GW auf Schottland und etwa 2,9 GW auf England. Die über die Lieferketten hinweg ermittelten maximalen Ausbaubedarfe von Windkraft an Land würden für die jeweiligen Länder etwa 1,9 bis 2,5 GW bedeuten. In Norwegen würde ein zusätzlicher Zubau von 2,5 GW bis 2030 für ein Wasserstoff-Exportprojekt einem Zuwachs von knapp 50 % gegenüber dem heutigen Stand entsprechen. Es gibt jedoch keine klaren, offiziellen neuen Zielzahlen für den Ausbau der Windkraft an Land bis 2030, seit 2021 stagniert der Ausbau. Angesichts der Debatte um neue Windprojekte, insbesondere im Kontext der Wasserstoffproduktion und -export, wäre dies eine sehr ambitionierte, aber grundsätzlich machbare Steigerung. Irland strebt bis 2030 eine Onshore-Windleistung von rund 9 GW an. Ein zusätzlicher Zubau von 1,9 GW für ein Exportprojekt entspräche knapp einem Viertel des geplanten Gesamtausbaus bis 2030, was ambitioniert, aber grundsätzlich darstellbar ist. Mit einem Ziel von etwa 30 GW installierter Onshore-Windleistung verfolgt das Vereinigte Königreich die ambitioniertesten Ausbaupläne. Der Großteil des Zubaus soll dabei in Schottland erfolgen. Es gibt jedoch keine separaten, verbindlichen Ausbauziele für England und Schottland. Mit einem Ziel von etwa 30 GW installierter Onshore-Windleistung verfolgt das Vereinigte Königreich die ambitioniertesten Ausbaupläne. Der Großteil des Zubaus soll dabei in Schottland erfolgen. Es gibt jedoch keine separaten, verbindlichen Ausbauziele für England und Schottland. Ein Zubau von 2,3 bzw. 2,3 GW für ein Exportprojekt entspräche hier nur etwa 8 % des geplanten Ausbaus und wäre damit im nationalen Kontext gut integrierbar. Besonders in Schottland, wo der Großteil des Ausbaus stattfindet, wäre ein solches Projekt vergleichsweise leichter zu realisieren und würde die nationalen Ausbauziele nicht wesentlich überfordern.

Zusammenfassend lässt sich hinsichtlich der Kosten und der benötigten Erzeugungsmengen von erneuerbarem Strom für die betrachteten Lieferketten feststellen, dass die Häfen in Irland und Schottland sich im Falle der Lieferketten für den Lkw- und Busverkehr sowie für die Bunkerung von Ammoniak und Methanol als Vorzugsregionen für den Export ausweisen. Dort können erneuerbare Energien zu den geringsten Kosten und mit den geringsten Ausbaupkapazitäten bereitgestellt werden. Dies gilt ebenfalls für die Lieferkette von Wasserstoff für die Stahlproduktion. In diesem Fall ist jedoch die Auslastung einer schiffsbasierten Lieferkette mit den geringsten Ausbaupkapazitäten erneuerbarer Energien in Irland und Norwegen gegeben. Während ein zusätzlicher Zubau von 2–2,5 GW Onshore-Wind für ein wasserstoffbasiertes Exportprojekt in Norwegen einen sehr großen Anteil am geplanten Ausbau bis 2030 darstellen und eine massive Steigerung der Ausbaugeschwindigkeit erfordern würde, wäre ein solcher Anteil in Irland zwar ambitioniert, aber noch im Rahmen

der nationalen Ziele. Im Vereinigten Königreich, insbesondere in Schottland, wäre der zusätzliche Bedarf im Verhältnis zum Gesamtziel eher moderat und leichter zu integrieren.

Mit Blick auf die Unternehmensstruktur ist für die betrachteten Ländern eine klar abfallende Eignung für den kurzfristigen Export von Wasserstoff zu erkennen. Am geeignetsten ist Norwegen, das als erstes der Länder strategische Rahmenbedingungen festgelegt hat und auf die umfassendste Unternehmenslandschaft mit Bezug zu Wasserstoffproduktion und -transport blicken kann. Dies resultiert in den zeitigsten Umsetzungen realer Projekte, insbesondere zur Herstellung von Ammoniak als maritimer Kraftstoff. Neben der Deckung des heimischen Bedarfs existiert grundsätzlich das Bestreben zum mittelfristigen Export nach Zentraleuropa. Alle genannten Punkte treffen in weniger starker Ausprägung auch auf Schottland bzw. das Vereinigte Königreich zu. Dem entgegen steht allerdings ein erheblich höherer inländischer Bedarf des Raffinerie- und Chemiesektors in England wodurch kurzfristig eher Importe als Exporte von Wasserstoffträgern zu erwarten sind. Bei der Produktion und für einen potenziellen Export liegt hier der Fokus alleinig auf Wasserstoff. Mit Abstand am wenigsten Eignung weist Irland auf, dass in der Entwicklung einige Jahre Rückstand auf die vorgenannten Länder hat und die größte Unsicherheit bezüglich der Umsetzung von Projekten vorweist.

Ein ähnliches Bild ergibt sich auch, wenn man einen Blick auf Wasserstofferzeugungsprojekte der IEA [68] wirft, welche potenziell noch aktiv verfolgt werden (s. a. Abbildung 18). In Norwegen gibt es derzeit 45 Projekte, die sich hauptsächlich auf die Nutzung von Ammoniak als Kraftstoff für die heimische Schifffahrt konzentrieren. Diese Projekte sind küstennah angesiedelt, jedoch nicht an relevanten Hafenstandorten. Es wird eine eigene Terminalinfrastruktur aufgebaut, um die logistischen Anforderungen von der Produktion bis zur Bunkerung und Verladung zu minimieren. Die Projektentwickler sind meist spezialisierte lokale bis nationale Akteure mit maritimen oder erneuerbaren Energien Hintergrund. In Großbritannien sind bis 2024-2030 insgesamt 114 Projekte geplant, die sich vor allem auf Wasserstoff als Kraftstoff für den heimischen Verkehr und als Rohstoff für die Chemieindustrie konzentrieren. Hierbei arbeiten (inter-)nationale Projektentwickler mit bestehenden Produktionsstandorten (wie Kraftwerken, EE-Anlagen, Chemie und Raffinerien) zusammen. Es wird versucht, vorhandene Liefer- und Standortbeziehungen einzubinden, was zur Umnutzung oder Erweiterung bestehender Industrie- und Energiestandorte führt, teilweise mit existierender Terminalinfrastruktur. Irland plant 11 Projekte im Zeitraum von 2024 bis 2030, die hauptsächlich großskalige Leuchtturmprojekte mit Exportambitionen für Ammoniak umfassen, wie Green Marlin, EI-H2 – Aghada und Green Atlantic at Moneypoint. Seit der Ankündigung dieser Projekte im Jahr 2021 ist jedoch kein Fortschritt öffentlich bekannt geworden. Die übrigen Projekte sind meist kleine Produktionsanlagen mit einer Kapazität von unter 50 MW. In England liegt der Fokus zunächst auf inländischen Anwendungen. Grüner Wasserstoff soll bis 2026 in kleinem Maßstab produziert werden, bevor ab 2028 eine umfassendere Produktion erfolgt. Blauer Wasserstoff wird durch Projekte wie HYPNET HPP1 und HPP2 bereitgestellt, mit einem geschätzten Anteil von etwa einem Fünftel. Irland hat bisher meist nur Pilotprojekte oder Konzepte entwickelt, mit einem vergleichsweise geringen Ausbau der erneuerbaren Energien und einer eher geringen Verbrauchernachfrage. Dies könnte eine hohe Exportbereitschaft zur Folge haben, möglicherweise über Transit nach Großbritannien.

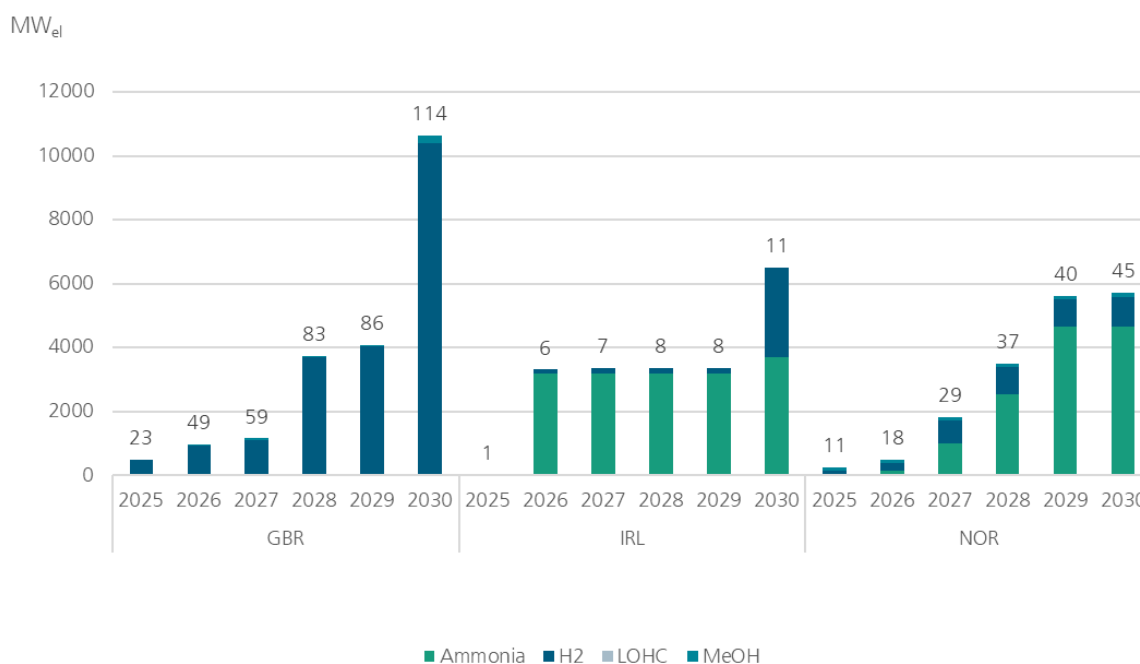


Abbildung 18: Anzahl an Projekten und installierten Leistungen für die Exportländer nach [68]

2.5 Arbeitspaket 5:

2.5.1 Zielsetzung des Arbeitspaketes

In diesem Arbeitspaket sollen die Erkenntnisse aus den ökonomischen und emissionsseitigen Analysen als auch Betrachtungen der technischen und Infrastruktur seitigen Umsetzungsmöglichkeiten der vorherigen Arbeitspakete zusammengeführt werden, um die betrachteten Produkt- und Lieferketten abschließend zu bewerten. Unterstützt werden soll dieser Prozess durch die Interaktion mit relevanten Stakeholdern zur Validierung der Erkenntnisse und zur Entwicklung eines gemeinsamen Ausblickes für mögliche Umsetzungen bis 2030, die den Transformationsprozess positiv unterstützen.

2.5.2 Erzielte Ergebnisse im Vergleich zur Zielsetzung

2.5.2.1 Vorgehen

Auf Basis erster Analysen wurde Kontakt mit relevanten Stakeholdern wie Hafenbetreiber oder größere Verbraucher in Hafennähe aufgenommen, um dann im Rahmen von Experteninterviews bisherige Erkenntnisse zu diskutieren und auch die Sichtweisen zu den zentralen Herausforderungen, die für die Etablierung einer Wasserstofflieferkette aus Nordwesteuropa bestehen, zu erfassen. Erkenntnisse hieraus wurden dann in die Arbeiten der Arbeitspakete zugeführt und in den jeweiligen Ergebnisdarstellungen berücksichtigt.

Nach Abschluss der Analysen wurden die Erkenntnisse aus den APs 1-4 zusammengetragen, in ein Analyseraster überführt und qualitativ ausgewertet. Zentrale Ergebnisse wurden dann noch einmal auf einer Veranstaltung mit anderen aktuellen Projekten des BMBF und BMWK zum Themenfeld der Wasserstofflieferkette vorgestellt und gemeinsam diskutiert.

2.5.2.2 Ergebnisse

Die Analysen haben gezeigt, dass die kurzfristige Etablierung von Lieferketten von Nordwesteuropa nach Deutschland noch vor der ein oder anderen Herausforderung steht. Dies hat viel mit vorhandenen technologischen und wirtschaftlichen Unsicherheiten zu tun, aber insbesondere fehlt eine verlässliche langfristige Planungssicherheit hinsichtlich des energiepolitischen und regulatorischen Rahmens.

Die Analyse der Verbraucher hat gezeigt, dass es mehrere sowohl kleinere als auch größere Verbraucher direkt im Hafen bzw. in Hafennähe gibt, die an Wasserstoff interessiert sind und es als essenziell für ihre Dekarbonisierung der fossilen Prozesse sehen. Wasserstoffhaltige Energieträger spielten hier hauptsächlich eine Rolle, wenn diese direkt im Prozess ihr fossiles Pendant substituieren können. Ammoniak ist zum Teil aber auch in der Bereitstellung der Prozesswärme denkbar. Die Einsatzmöglichkeiten von Flüssigwasserstoff wurden kontrovers gesehen. Tendenziell sind die Einsatzmöglichkeiten hier besonders dann gegeben, wenn mit der Kälte auch etwas angefangen werden kann oder es einen direkten Bedarf an Flüssigwasserstoff gibt.

Bei der Hafeninfrastruktur und den strategischen Planungen zum Ausbau zeigte sich, dass insbesondere für Methanol und Ammoniak bereits nutzbare Infrastrukturen verfügbar sind, die eine zügige Implementierung erster Lieferkette aus Nordwesteuropa erlauben würden. Zu Flüssigwasserstoff und LOHC gibt es zwar auch verschiedene Aktivitäten, hier sind aber die Infrastrukturen und Unsicherheiten bzgl. einer robusten Implementierung höher. Besonders Häfen, die bisher wenig aktiv im Bereich wasserstoffhaltige Energieträger sind, versuchen diese Bereiche aber voranzubringen. Generell scheint es wichtig zu sein mit den Technologien weiter Erfahrungen zu sammeln, da die Einschätzungen zum Reifegrad wie LOHC sehr unterschiedlich ausfallen. Begrenzte Flächen bzw. unterschiedliche Betriebsmodelle der Häfen können den Aufbau einer Infrastruktur erschweren. Zentral bei fast allen deutschen Häfen wurde der Anschluss an das Wasserstoff-Kernnetz gesehen. Verbraucher vor Ort spielen häufig eine untergeordnete Rolle. Für den Ausbau der Infrastrukturen werden insbesondere Ankerkunden aber als Voraussetzung für eine Marktentwicklung angesehen. Hierbei ist die Abnahme eines wasserstoffhaltigen Energieträgers in größerer Menge bzw. die Versorgung durch den Hafen auf Basis längerfristiger Lieferverträge besonders wichtig. Die Integration kleinerer Verbraucher wird daher meist erst in einem zweiten Schritt gesehen. Dabei ist jedoch anzumerken, dass kleinere Verbraucher potenziell aufgrund von meist geringerem Investitions- und Umstellungsaufwand sich etwas besser für eine kurzfristige Nachfrageentwicklung eignen. Dies verdeutlicht auf der anderen Seite auch, dass bilaterale Verträge zwischen dem Abnehmer und dem Importeur wesentlich auf die Nutzung und damit den Ausbau der Infrastruktur einzahlt.

Die Betrachtung der Exportländer verdeutlichte, dass die anfänglich nachgefragten Energieträger gut bereitgestellt werden können, da die erforderlichen Energiemengen verhältnismäßig klein sind und ausreichende erneuerbaren Energien vorhanden sind. Der größte Konkurrenzkampf wird hierbei noch in England gesehen, da diese selbst auch Interesse an wasserstoffhaltigen Energieträgern haben, um ihre Industrie zu dekarbonisieren. Seitens der Unternehmensstruktur und den Infrastrukturen werden auch keine grundsätzlichen Probleme für die Etablierung von Lieferketten nach Deutschland gesehen, wobei die Hafeninfrastruktur auch in den Exportländern weiter ausgebaut werden muss. Wichtig ist hierbei auch die Bereitschaft der Exportländer den Weg gemeinsam mit Deutschland zu gehen. Bisher spielen in den Exportländern auch im Wesentlichen Wasserstoff und Ammoniak eine Rolle. Die Etablierung von Lieferketten mit LOHC und Methanol könnte daher kurzfristig schwieriger werden. Bei LOHC ist zudem zu prüfen, auf welche Energieträger bei der Dehydrierung zurückgegriffen wird, um sicherzustellen, dass die RFNBO-Anforderungen eingehalten werden können.

Der seeseitige Transport kann über verschiedene Schiffe ermöglicht werden, wobei für Flüssigwasserstoff und druckbeladenen Wasserstoff die wenigsten Erfahrungen bestehen und die entsprechenden Schiffe sich noch in der Anfangs- bzw. Erprobungsphase befinden. Die anfänglich geringen Mengen für erste Anwendungen sorgen für eine schlechte Auslastung bzw. einen ineffizienten Transport, weshalb eine gewisse Mindestschiffgröße zum Einsatz kommen sollte. Entsprechende Speicher sind dann in den Häfen vorzusehen, um eine kontinuierliche Versorgung zu ermöglichen. Überschussmengen sollten sich an weitere ggf. kleinere Verbraucher vermitteln lassen. Die Transithäfen scheinen im Vergleich zu den deutschen Häfen bereits etwas besser aufgestellt zu sein und bereit zu sein, erste Verbraucher gut zu versorgen. Die strategischen Planungen sehen dabei aber auch eine enge Koppelung mit dem deutschen Markt vor, sodass es bspw. mehrere Aktivitäten mit dem Hafen Duisburg als innerdeutsche Drehscheibe gibt.

Die größte Herausforderung bleibt in diesem Kontext bzw. Untersuchung jedoch die Wirtschaftlichkeit. Im Vergleich zur Nutzung fossiler Energieträger sind die Kosten trotz steigender ETS-Kosten teils noch deutlich erhöht. Eine Wirtschaftlichkeit konnte für die betrachteten Anwendungsfälle nicht identifiziert werden. Dabei spielen weniger die Transportkosten eine Rolle als die reinen Erzeugungskosten. Für die Entwicklung erster Lieferketten für den kontinuierlichen Betrieb eines Verbrauchers sind daher vermutlich zumindest kurzfristig Förderungen der operativen Kosten erforderlich.

Zusammenfassend kann daher festgehalten werden, dass die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und die Zurückhaltung beim Abschluss langfristiger Lieferverträge als First Mover die Etablierung von Lieferketten aus Nordwesteuropa nach Deutschland erschweren. Generell scheint es sinnvoll eher auf Ammoniak bzw. Wasserstoff zu setzen, sofern entsprechende Schiffskapazitäten kurzfristig zu beziehen sind, ohne Flüssigwasserstoff, Methanol und LOHC hierbei ausschließen zu wollen. Erste Mengen sollten dabei aus allen betrachteten Exportländern möglich sein, wenn man entsprechende Partnerschaften initiiert bekommt. Es erscheint auch überlegenswert je Hafen nur einen Energieträger verstärkt zu entwickeln, um unnötig viele Stranded Assets zu vermeiden, falls sich doch ein spezifischer Energieträger durchsetzen sollte. Über die Zeit ließen sich dann gut weitere

Kapazitäten auch anderer Energieträger ausbauen. Für die Verbraucher ist es wichtig ein regulatorisches Umfeld mit Planungssicherheit zu etablieren. Sollten sich auf dieser Basis dann Partnerschaften bilden, sollte möglichst das Risiko des First Movers abgesichert werden, sodass eine anfängliche Teilunterstützung zur Etablierung von Lieferketten gewährt wird, welche dann insbesondere bezogen auf die laufenden operativen Kosten schrittweise mit einem klaren Zeithorizont wieder abgebaut werden sollten. Förderwürdig erscheinen daher besonders jene Vorhaben, die klar einen klaren Business Plan haben, welcher sich mittelfristig selbst trägt. Konkrete Empfehlung möglicher Demonstrationsprojekte sind hierbei ohne das Wissen über die geplanten Rahmenbedingungen zur Förderung solcher Demonstrationsprojekte jedoch nicht möglich.

2.6 Eingesetzte Ressourcen

Der Einsatz der Ressourcen erfolgte entsprechend der Arbeitsplanung, die im ursprünglichen Antrag unter Berücksichtigung der Änderungsanträge aufgezeigt wurde. Durch die Änderungsanträge wurde die Stakeholder Interaktion auf vertiefende Experteninterviews und eine größere Abschlussveranstaltung zusammen mit anderen Projekten umgestellt.

2.7 Verwertbarkeit der Ergebnisse im Sinne des Verwertungsplans

Der Verwertungsplan der Ergebnisse sah im Wesentlichen eine wissenschaftlichen und eine wirtschaftliche Adressierung vor. Die erzielten Ergebnisse konnten in den wissenschaftlichen Diskurs eingebracht werden. So konnten die hier durchgeführten Analysen u.a. bei den Szenariendefinitionen und Modellierungen der Wasserstoffinfrastrukturen bzw. des europäischen Energiesystem hinsichtlich Importfragestellung beim Wasserstoffleitprojekt TransHyDE-Sys maßgeblich unterstützen. Des Weiteren ermöglichen die Arbeiten entsprechende wissenschaftliche Veröffentlichungen zu erstellen, die zur Qualifizierung des wissenschaftlichen Nachwuchses beitragen. Wirtschaftlich ist zu erwarten, dass die Ergebnisse wertvolle Grundlagen bilden, um Folgeprojekte in der Industrie zu akquirieren. Auch tragen die Analysen dazu bei, Erkenntnisse durch Analogieschlüsse auf ähnliche Anwendungsfälle zu übertragen und diese in die gesamtwirtschaftliche Politikberatung einfließen zu lassen.

2.8 Bekannt gewordener Fortschritt an anderen Stellen

Im Rahmen der Projektbearbeitung wurden keine Ergebnisse anderer Stellen bekannt, die einen Einfluss auf die Projektbearbeitung, die Zielstellung sowie die Ergebnisse gehabt hätten.

2.9 Erfolgte und geplante Veröffentlichung der Ergebnisse

Ergebnisse wurden im Rahmen einer Abschlussveranstaltung mit anderen Projekten mit Fokus zu H2-Lieferketten der Öffentlichkeit vorgestellt. Darüber hinaus ist geplant Versorgungspfade für ausgewählte Anwendungen noch einmal detailliert angefangen beim Exportland, über die verschiedenen Transportoptionen hin zum Verbraucher in einer wissenschaftlichen Veröffentlichung aufzubereiten und dem wissenschaftlichen Fachpublikum zur Verfügung zu stellen.

3 Literaturverzeichnis

- [1] European Parliament and the The Council, Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast), 2018.
- [2] CertifHy, CertifHy, <https://www.certifhy.eu/>.
- [3] TÜV Süd, TÜV Rheinland, TÜV SÜD Standard CMS 70 Erzeugung von Grünem Wasserstoff (GreenHydrogen): Standard H2.21 Klimaneutraler Wasserstoff, 2021.
- [4] White, Lee V., et al., Towards emissions certification systems for international trade in hydrogen: The policy challenge of defining boundaries for emissions accounting., Energy 215 (2021).
- [5] Abad, Anthony Velazquez, and Paul E. Dodds., Green hydrogen characterisation initiatives: Definitions, standards, guarantees of origin, and challenges., Energy Policy 138 (2020).
- [6] M. Neuwirth, T. Fleiter, R. Hofmann, Modelling the market diffusion of hydrogen-based steel and basic chemical production in Europe – A site-specific approach, Energy Conversion and Management 322 (2024) 119117.
- [7] M. Neuwirth, T. Fleiter, P. Manz, R. Hofmann, The future potential hydrogen demand in energy-intensive industries - a site-specific approach applied to Germany, Energy Conversion and Management 252 (2022) 115052.
- [8] ChemCoast Park Brunsbüttel aktuell, Yara rüstet Ammoniak-Terminal für den Import: Erweiterung der Anlagen im Hafen Ostermoor geplant, 2023, https://www.eg-westholstein.de/fileadmin/Downloads/CCPB-Newsletter_Maerz-2023.pdf, accessed 23 January 2024.
- [9] RWE, RWE-Projekte am Standort Brunsbüttel: Aktuelle Bauvorhaben für Flüssigerdgas und Wasserstoffderivate, <https://www.rwe.com/forschung-und-entwicklung/projektvorhaben/projektstandort-brunsbuettel/>, accessed 23 January 2024.
- [10] F. Dietzsch, S. Gehrman, B. Munko, G. Linke, Das neue DVGW-Speicherweitentool und die Bedeutung von LNG-Regasifizierungskapazitäten für einen sicheren Winter 2023/24, 2023, <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/sicherheit/2310dietzsch.pdf>, accessed 3 June 2024.
- [11] ChemCoast Park Brunsbüttel, Vivevo Energy plant Produktionsanlage für "grünes" Methanol im ChemCoast Park, 2022, <https://www.chemcoastpark.de/de/news/vivevo-energy-plant-produktionsanlage-fur-grunes-methanol-im-chemcoast-park/>, accessed 23 January 2024.
- [12] O. Preuß, Welt (3 June 2019).
- [13] FNB, Antrag FNB, Anlage 3: Wasserstoff-Kernnetz: Neubaumaßnahmen, 2023, https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.bundesnetzagentur.de%2FDE%2FFachthemen%2FElektrizitaetundGas%2FWasserstoff%2FKernnetz%2FDownloads%2FAntragsentwurf_FNB_Anlage3.xlsx%3F__blob%3Dpublication-File%26v%3D2&wdOrigin=BROWSELINK, accessed 22 December 2023.
- [14] Duisport – Duisburger Hafen AG, Duisburger Hafen: größter Binnenhafen der Welt | dui-sport, 2023, <https://www.duisport.de/hafeninformation/>, accessed 19 January 2024.
- [15] Tank Storage, New tank farm in Port of Duisburg | Tank Storage, 2024, <https://tankstorage.com/all-news/terminal-news/duisburger-hafen-ag-and-koole-terminals-sign-for-tank-farm/#:~:text=Duisburger%20Hafen%20AG%20and%20Dutch,Bangen%20says%3A%20%E2%80%98For%20the%20energy%E2%80%A6>, accessed 19 January 2024.
- [16] Hydrogen: Ports of Duisport and Rotterdam deepen cooperation, 2024, https://www.wiretradefair.com/en/Media_News/News/Industry_News/Hydrogen_Ports_of_Duisport_and_Rotterdam_deepen_cooperation, accessed 19 January 2024.

- [17] duisport – Duisburger Hafen AG, Container stowage - duisport – Duisburger Hafen AG, 2023, <https://www.duisport.de/kompetenzen/logistische-dienstleistungen/contain-erstau/?lang=en#:~:text=At%20our%20locations%20in%20Duisburg,to%20con-sumer%20and%20steel%20goods>, accessed 19 January 2024.
- [18] L. Wosnitza, Energy transition - Europe's first climate-neutral container terminal based on hydrogen technology is being built in the Port of Duisburg - duisport – Duisburger Hafen AG, 2021, <https://www.duisport.de/energy-transition-europes-first-climate-neutral-container-ter-minal-based-on-hydrogen-technology-is-being-built-in-the-port-of-duisburg/?lang=en>, ac-cessed 19 January 2024.
- [19] Port of Rotterdam, New feasibility study: ports of Rotterdam and Duisburg strengthen co-operation on hydrogen | Port of Rotterdam, 2024, <https://www.portofrotter-dam.com/en/news-and-press-releases/new-feasibility-study-ports-rotterdam-duisburg-coopera-tion-hydrogen>, accessed 19 January 2024.
- [20] Port of Duisburg – enerPort II project – World Port Sustainability Program, 2024, <https://sustainableworldports.org/project/port-of-duisburg-enerport-ii-project/>, accessed 19 January 2024.
- [21] H. Tipmonta, Green Hydrogen Hub Europe: Hamburg als Drehkreuz für Wasserstoffim-porte nach Deutschland und Europa (2022).
- [22] The official website of the Port of Hamburg., Terminals - Handling facilities to meet every need, 2024, <https://www.hafen-hamburg.de/en/terminals/#:~:text=Oil%20product%20im-ports%2C%20especially%2C%20deserve,700%2C000%20cubic%20metres>, accessed 18 January 2024.
- [23] The official website of the Port of Hamburg., Hamburg tank terminal invests in additional rail loading station: Evos increases loading capacity by more than 40% by opening new railcar station, 2024, <https://www.hafen-hamburg.de/en/press/news/hamburg-tank-terminal-invests-in-additional-rail-loading-station-evos-increases-loading-capacity-by-more-than-40-by-open-ing-new/#:~:text=Evos%20believes%20in%20the%20port,as%20the%20surround-ing%20industrial%20facilities>, accessed 18 January 2024.
- [24] NZKG, HYDROGEN HUB AMSTERDAM: NORTH SEA CANAL AREA, 10/2021.
- [25] Port of Amsterdam, Bilbao and Amsterdam Sign Agreement to develop new European Re-newable Hydrogen Corridor, 2023, <https://www.portofamsterdam.com/en/news/bilbao-and-amsterdam-sign-agreement-develop-new-european-renewable-hydrogen-corridor>.
- [26] Port of Amsterdam, GPS Amsterdam B.V.: MyPort, o.J., <https://myport.portofamster-dam.com/en/portle/company/gps-amsterdam-bv>, accessed 24 January 2024.
- [27] H2A, About H2A, o.J., <https://h2amsterdam.com/>, accessed 23 January 2024.
- [28] Port of Amsterdam, Evos, Hydrogenious LOHC Technologies and Port of Amsterdam to jointly develop large-scale hydrogen import facilities, 2022, GPS Amsterdam B.V., accessed 24 January 2024.
- [29] GIDARA Energy, GIDARA ENERGY ANNOUNCES A NEW FACILITY CONVERTING NON-RE-CYCLABLE WASTE INTO ADVANCED BIOFUELS, 2021, <https://www.gidara-energy.com/news-articles/gidara-energy-announcement>, accessed 23 January 2024.
- [30] Port of Amsterdam, Connections, 2020, <https://www.portofamsterdam.com/en/busi-ness/connections>, accessed 24 January 2024.
- [31] Port of Amsterdam, duisport and Port of Amsterdam join forces in development of green hydrogen value chain and hinterland network: Expansion of cooperation, 2022, https://www.duisport.de/wp-content/uploads/2022/06/220628_Cooperation-between-duisport-and-Port-of-Amsterdam.pdf, accessed 24 January 2024.

- [32] Port of Amsterdam, FincoEnergies ready to supply bio-methanol to the maritime sector, starting in Port of Amsterdam, 2023, <https://www.portofamsterdam.com/en/news/fincoenergies-ready-supply-bio-methanol-maritime-sector-starting-port-amsterdam>.
- [33] Hydrogen Import Coalition, Shipping sun and wind to Belgium is key in climate neutral economy: Hydrogen Import Coalition - Final report, 2021.
- [34] Port of Antwerp-Bruges, 2023 Facts & Figures, Antwerpen, April 2023.
- [35] Port of Antwerp-Bruges, Hydrogen: 2. Infrastructure and distribution, How do we build a hydrogen economy?, o.J., <https://www.portofantwerpbruges.com/en/our-port/climate-and-energy-transition/hydrogen#waterstofeconomie>, accessed 23 January 2024.
- [36] Advorio, Driving Europe's hydrogen strategy: Fluxys and Advorio join forces to develop a green ammonia import terminal at the Port of Antwerp-Bruges, 2022, <https://advorio.com/driving-europes-hydrogen-strategy-fluxys-and-advorio-join-forces-to-develop-a-green-ammonia-import-terminal-at-the-port-of-antwerp-bruges/>, accessed 23 January 2023.
- [37] Air Liquide, Air Liquide paves the way for ammonia conversion into hydrogen with new cracking technology, 2023, https://www.airliquide.com/sites/airliquide.com/files/2023-03/airliquide-paves-way-ammonia-conversion-hydrogen-new-cracking-technology_641c0331bf43e.pdf.
- [38] OCI Global, OCI N.V. to expand Port of Rotterdam ammonia import terminal to meet emerging large-scale low-carbon hydrogen and ammonia demand in the energy transition, 2022, <https://oci-global.com/news-stories/press-releases/oci-n-v-to-expand-port-of-rotterdam-ammonia-import-terminal-to-meet-emerging-large-scale-low-carbon-hydrogen-and-ammonia-demand-in-the-energy-transition/>, accessed 22 January 2024.
- [39] Large scale industrial ammonia cracking plant: Executive summary of pre-feasibility study by Flour, 2023.
- [40] VTTI, VTTI, Essent and E.ON to jointly develop green ammonia cracker project in Rotterdam, 2022, <https://www.vtti.com/vtti-essent-and-e-on-to-jointly-develop-green-ammonia-cracker-project-in-rotterdam/>, accessed 22 January 2024.
- [41] Lyquid organic hydrogen carriers: Hydrogen transport from Scotland to Rotterdam (LHyTS), Net Zero Technology Center.
- [42] Port of Rotterdam, Sines and Rotterdam together in the H2Sines.RDAM Project: The Memorandum of Understanding concerning the project aiming at developing a green hydrogen maritime corridor between Portugal and the Netherlands was signed on December 16, 2022, <https://www.portofrotterdam.com/sites/default/files/2022-12/Sines%20and%20Rotterdam%20together%20in%20the%20H2SinesRDAM%20project.pdf>.
- [43] Hydrogen Central, Shell, ENGIE, Vopak and Anthony Veder signed agreement for feasibility of producing, liquifying and transporting green hydrogen from Portugal to the Netherlands, 2022, <https://hydrogen-central.com/shell-engie-vopak-anthony-veder-signed-agreement-feasibility-producing-liquifying-transporting-green-hydrogen-portugal-netherlands/>, accessed 22 January 2024.
- [44] Decarb Connect, CurtHyl, <https://decarbconnect.com/project/curthyl/>, accessed 22 January 2024.
- [45] Air Products, Air Products to build Europe's largest blue hydrogen plant and strengthens long-term agreement, 2023, <https://www.airproducts.com/company/news-center/2023/11/1106-air-products-blue-hydrogen-plant-europe-and-exxonmobil-long-term-agreement>, accessed 22 January 2024.
- [46] Hynetwork Services, The hydrogen pipeline for the Port of Rotterdam, <https://www.hynetwork.nl/en/in-your-region/rotterdam>, accessed 22 January 2024.

- [47] Globuc, Air Products plans second hydrogen liquefaction plant in Rotterdam, 2022, <https://globuc.com/news/air-products-plans-second-hydrogen-liquefaction-plant-in-rotterdam/>.
- [48] Delta Rhine Corridor, For more movement of energy and climate in Europe, <https://www.delta-rhine-corridor.com/de#project>, accessed 22 January 2024.
- [49] Port of Rotterdam, New feasibility study: ports of Rotterdam and Duisburg strengthen co-operation on hydrogen, 2023, <https://www.portofrotterdam.com/en/news-and-press-releases/new-feasibility-study-ports-rotterdam-duisburg-cooperation-hydrogen>, accessed 22 January 2024.
- [50] Carbon Recycling International, Commercial scale e-methanol production in Norway, <https://carbonrecycling.com/projects/finnfjord>.
- [51] R. Skagestad, K. Aas, D3.9 Synthesis report on full CCUS chain assessment for the CORK cluster, 2023.
- [52] UK Emissions Trading Registry, Compliance report - emissions and surrenders: 2021-2023 scheme years, 2025, https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Freports.view-emissions-trading-registry.service.gov.uk%2Fets-reports%2Fsection4%2F20240607_Compliance_Report_Emissions_and_Surrenders.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK.
- [53] Scottish Environment Protection Agency, Scottish Pollutant Release Inventory 2023, 2024, <https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.sepa.org.uk%2Fmedia%2F5tnx21g%2Fscottish-pollutant-release-inventory-2023-full-data.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK>.
- [54] R.L. Stevenson, ISCF Decarbonisation of Industrial Clusters: Scotland's Net Zero Roadmap (SNZR) – Work Package 1: Scotland's Industrial CO₂ emissions - 2018 baseline data and proposed industrial and geographic scope for phase 2.
- [55] Maritime Optima, Sea route calculator, <https://app.maritimeoptima.com/>.
- [56] F. Staiß, J. Adolf, F. Ausfelder, C. Erdmann, M. Fishedick, C. Hebling, T. Jordan, G. Klepper, T. Müller, R. Palkovits, W.-R. Poganietz, W.-P. Schill, M. Schmidt, C. Stephanos, P. Stöcker, U. Wagner, K. Westphal, S. Wurbs, Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030: Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse, 2023.
- [57] IMO, Fleet and CO₂ calculator.
- [58] T. Smith, E. O'Keefe, L. Aldous, S. Parker, C. Raucci, M. Traut, J.J. Corbett, J.J. Winebrake, J.-P. Jalkanen, L. Johansson, B. Anderson, A. Agrawal, S. Ettinger, S. Ng, S. Hanayama, J. Faber, D. Nelissen, M. 't Hoen, D. Lee, S. Chesworth, A. Pandey, Third IMO Greenhouse Gas Study 2014 Safe, secure and efficient shipping on clean oceans Third IMO greenhouse gas study 2014: Executive summary and final report, 2015.
- [59] Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part II: Technology review of hydrogen carriers, IRENA, 2022.
- [60] Olaf Preuß, Welt (26 November 2023).
- [61] MES, 6000 dwt chemical carrier, o. J., <https://mes.it/6000-dwt-chemical-carrier/>.
- [62] iMarine, Xingtong Shipping's 12,000 dwt stainless steel chemical tanker "XT Brightness" put into operation, 2024, <https://www.imarinenews.com/5690.html>.
- [63] D. Teichmann, W. Arlt, P. Wasserscheid, Liquid Organic Hydrogen Carriers as an efficient vector for the transport and storage of renewable energy, *International Journal of Hydrogen Energy* 37 (2012) 18118–18132.
- [64] J. Godinho, R. Hoefnagels, C.G. Braz, A.M. Sousa, J.F. Granjo, An economic and greenhouse gas footprint assessment of international maritime transportation of hydrogen using liquid organic hydrogen carriers, *Energy* 278 (2023) 127673.

- [65] HySTRA, Hydrogen energy supply chain pilot project between Australia and Japan, <https://www.hystra.or.jp/en/project/>.
- [66] J. Hirst, M. Chatto, Hydrogen export terminal site selection considerations, in: New Zealand Coastal Society (Ed.), *Australasian Coasts & Ports 2021: Te Oranga Takutai, Adapt and Thrive*, 2022, pp. 560–566.
- [67] Commission, Q&A implementation of hydrogen delegated acts: Version of 14/03/2024, 2024, <https://circabc.europa.eu/ui/group/8f5f9424-a7ef-4dbf-b914-1af1d12ff5d2/library/ca8efd4d-cb44-4aec-914d-3d95f95ea293/details>.
- [68] IEA, Hydrogen Projects Database, 2024.
- [69] L. Sens, U. Neuling, K. Wilbrand, M. Kaltschmitt, Conditioned hydrogen for a green hydrogen supply for heavy duty-vehicles in 2030 and 2050 - A techno-economic well-to-tank assessment of various supply chains, *International Journal of Hydrogen Energy* 52 (2024) 1185–1207.
- [70] M. Fasihi, R. Weiss, J. Savolainen, C. Breyer, Global potential of green ammonia based on hybrid PV-wind power plants, *Applied Energy* 294 (2021) 116170.
- [71] Thunder Said Energy, Cryogenic air separation: costs and energy economics?, o. J., <https://thundersaidenergy.com/downloads/cryogenic-air-separation-the-economics/>, accessed 22 July 2024.
- [72] E. Spatolisano, L.A. Pellegrini, A.R. de Angelis, S. Cattaneo, E. Roccaro, Ammonia as a carbon-free energy carrier: NH₃ cracking to H₂, *Industrial & Engineering Chemistry Research* (2023) 10813–10827.
- [73] M. Vos, J. Douma, A. van den Noort, Study on the import of liquid renewable energy: Technology cost assessment, 2020.
- [74] C. Hank, M. Holst, C. Thelen, C. Kost, S. Längle, A. Schaadt, T. Smolinka, Power-to-X country analysis: Site-specific, comparative analysis for suitable Power-to-X pathways and products in developing and emerging countries, A cost analysis study on behalf of H2Global, 2023.
- [75] M. Fasihi, C. Breyer, Synthetic methanol and dimethyl ether production based on hybrid PV-wind power, 2017.
- [76] S. Schemme, Techno-ökonomische Bewertung von Verfahren zur Herstellung von Kraftstoffen aus H₂ und CO₂, Dissertation, 2020.
- [77] The future of hydrogen: Seizing today's opportunities, Report prepared by the IEA for the G20, Japan, 2019.
- [78] S. Lanphen, Hydrogen import terminal: Providing insights in the cost of supply chain elements of various hydrogen carriers for the import of hydrogen, Master's thesis, 2019.
- [79] R. Bañares-Alcántara, G. Dericks III, M. Fiaschetti, P. Grünewald, J. Masa Lopez, E. Tsang, A. Yang, L. Ye, S. Zhao, Analysis of islanded ammonia-based energy storage systems, 2015.
- [80] Y. Ishimoto, M. Voldsund, P. Nekså, S. Roussanaly, D. Berstad, S. Osk Gardarsdottir, Large-scale production and transport of hydrogen from Norway to Europe and Japan: Value chain analysis and comparison of liquid hydrogen and ammonia as energy carriers, *International Journal of Hydrogen Energy* (2020).
- [81] M. Al-Breiki, Y. Bicer, Investigating the technical feasibility of various energy carriers for alternative and sustainable overseas energy transport scenarios, *Energy Conversion and Management* 207 (2020) 112652.
- [82] J. Li, X. Zhu, N. Djilali, Y. Yang, D. Ye, R. Chen, Q. Liao, Comparative well-to-pump assessment of fueling pathways for zero-carbon transportation in China: Hydrogen economy or methanol economy?, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 169 (2022) 112935.
- [83] S. Kreidelmeyer, T. Trachsel, R. Mendeleevitch, N. Wissner, J. Sutter, N. Friedrichsen, L. Bunnenberg, Systemischer Vergleich verschiedener Wasserstofftransportrouten, 2023.

- [84] E. Delhaye, T. Breemers, K. Vanherle, J. Kehoe, M. Liddane, K. Riordan, COMPASS COMPASS The COMPetitiveness of EuropeAn Short-sea freight Shipping compared with road and rail transport: Final report (2010).
- [85] Platts S&P Global, Specifications guide global bunker fuels, 2024, https://www.spglobal.com/commodityinsights/plattscontent/_assets/_files/en/our-methodology/methodology-specifications/global-bunker-fuels.pdf.
- [86] Ship & Bunker, World bunker prices, 2024, <https://www.shipandbunker.com/prices#MGO>.
- [87] T. Galimova, M. Fasihi, D. Bogdanov, C. Breyer, Feasibility of green ammonia trading via pipelines and shipping: Cases of Europe, North Africa, and South America, *Journal of Cleaner Production* 427 (2023) 139212.
- [88] Golden Destiny, Weekly S&P market report: Week ending: February 9th 2024 (Week 6 Report No: 06.24), 2024, https://www.hellenicshippingnews.com/wp-content/uploads/2024/02/GOLDEN-DESTINY-WEEKLY-SALE-AND-PURCHASE-REPORT-WEEK-6_24.pdf.
- [89] M. Moritz, M. Schönfisch, S. Schulte, Estimating global production and supply costs for green hydrogen and hydrogen-based green energy commodities, *International Journal of Hydrogen Energy* 48 (2023) 9139–9154.
- [90] G. Zomer, S. Finner, J. Harmsen, L. Vredeveltdt, P. van Lieshout, Green maritime methanol: Operation aspects and the fuel supply chain, 2020.
- [91] Intermodal, Weekly market report: Week 42, 2023, [content/uploads/2023/10/Intermodal-Report-Week-42-2023_compressed.pdf](https://www.intermodal.com/content/uploads/2023/10/Intermodal-Report-Week-42-2023_compressed.pdf).
- [92] Shipping insight: Monthly analysis of the shipping markets, 6 June 2016.
- [93] C. Hank, A. Sternberg, N. Köppel, M. Holst, T. Smolinka, A. Schaadt, C. Hebling, H.-M. Henning, Energy efficiency and economic assessment of imported energy carriers based on renewable electricity, *Sustainable Energy Fuels* 4 (2020) 2256.
- [94] A. Rudolph, M. Ball, T. Fastenau, M. Holst, A. Wunsch, C. Hank, J. Jacobs, F. Kulenkampff, C. Thelen, J. Went, A. Hartbrich, L. Niebergall, R. Tvedt, T. Schreiber, F. Merlet, R.B. Guilherme, B.-J. Liou, M. Voss, S. Knodt, G. Mix, D. Paeßens, Offshore-Wasserstoffherzeugung mittels Offshore-Windenergie als Insellösung: Projekt OffsH2ore - Endbericht, 2023.
- [95] Intermodal, Weekly Market Report: Week 40, 2023.
- [96] Intermodal, Weekly Market Report: Week 26, 2023.
- [97] Intermodal, Weekly Market Report: Week 17, 2024.
- [98] Worldoils, Self propelled oil tanker - 6000 Ton Dwt, o. J., <https://www.worldoils.com/marketplace/equipdetails.php?id=1097>.
- [99] Cemastco S&P, CM0945 product oil tanker 10000 dwt/2001 blt for sale, o. J., <https://cemastco.com/tanker-vessels-for-sale/sea-tankers-5000-25000-dwt/cm0945-product-oil-tanker-10000-dwt-2001-blt-for-sale/>.
- [100] VED Marine, 19,5 dwt 2006 built DH tanker: Technical description, o. J., <https://vedshipping.com/sale-and-purchase/product/19-5k-dwt-2006-built-dh-tanker-epoxy-coated-coiled-dh-db-oil-chem-product-tanker-cpp-cap-1-bwts-ftd/>.
- [101] S. Kamiya, M. Nishimura, E. Harada, Study on introduction of CO2 free energy to Japan with liquid hydrogen, 25th International Cryogenic Engineering Conference and the International Cryogenic Materials, *Physics Procedia* 67 (2015) 11–19.
- [102] A.N. Alkhaledi, S. Sampath, P. Pilidis, Economic analysis of a zero-carbon liquefied hydrogen tanker ship, *International Journal of Hydrogen Energy* (2022).
- [103] T. Heinrici, Wasserstofftransporte: Ein neues Geschäft mit Potenzial, DVZ Deutsche Verkehrs-Zeitung (2023).
- [104] VTG, Flüssiggas-Kesselwagen für Ammoniak, o. J., https://www.vtg.de/fileadmin/VTG/Dokumente/waggon_datenblaetter/Fluessiggas-Kesselwagen-Ammoniak-G80.106D.pdf.

- [105] VTG, Chemiekesselwagen: Oben- und/oder Untenentleerer. Edelstahl, o. J., https://www.vtg.de/fileadmin/VTG/Dokumente/waggon_datenblaetter/Chemiekesselwagen-C52.077D.pdf.
- [106] L. Jones, J.A. Murugesu, BBC (6 March 2025).
- [107] J. Rapp, S. Eckert, M. Faltenbacher, M. Saraiva Panik, F. Panik, C. Machens, Mögliche zukünftige Importrouten für grünen Wasserstoff in die Region Stuttgart: Untersuchung und Bewertung (2023).
- [108] V. Milella, B. Nachbar, A. Kelly, S. Lieske, S. Bude, T. Bayer, E. Horn, M. Ismar, R. Sturny, S. Pfennig, M. Schwenker, Potenzialbeschreibung Wasserstofftransport über das Schienennetz: Potenzialstudie zum Thema Wasserstofftransport über das Schienennetz am Beispiel des Dreiecks Frankfurt Höchst, Wiesbaden und Frieberg im Rhein Main Gebiet in Hessen, 2020.
- [109] D. Lemken, J. Jungsbluth, G. Dura, C. Spitta, Wasserstoff-Bunkern in der Binnenschiffahrt, *gwf Gas + Energie* (2021).
- [110] Bundesministerium der Finanzen, AfA-Tabelle für die allgemein verwendbaren Anlagegüter (AfA-Tabelle "AV"): Fassung vom 15.12.2000, 2000, https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Steuern/Weitere_Steuerthemen/Betriebspruefung/AfA-Tabellen/Ergaenzende-AfA-Tabellen/AfA-Tabelle_AV.pdf?__blob=publication-file&v=3.
- [111] M. Zerta, P. Schmidt, W. Weindorf, U. Bungler, L. Langfeld, B. Scholz, L.-V. Giebel, P. Klemm, G. Sattler, Strombasierte Kraftstoffe für Brennstoffzellen in der Binnenschiffahrt, 2019.
- [112] M. Reuß, T. Grube, M. Robinius, P. Preuster, P. Wasserscheid, D. Stolten, Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model, *Applied Energy* (2017) 290–302.
- [113] Statistisches Bundesamt, Aktuelle Kraftstoffpreise im EU-Vergleich: Stand 26.02.2024, 2024, <https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/Verkehr/kraftstoffpreise.html>.

4 Anhang: Techno-ökonomische Parameter für Umwandlungs- und Transporttechnologien

Parameter	Wert	Einheit	Quelle	Jahr
UMWANDLUNGSPROZESSE				
PEM-Elektrolyse:				
Lebensdauer	20	a	[69]	2030
Wirkungsgrad	67	%	[69]	2030
CAPEX	860	€/2020/kW _{el}	[69]	2030
OPEX fix	3,5	%capex/a	[69]	2030
Wasserbedarf	13	kg _{H2O} /kg _{H2}	[69]	2030
Wasserkosten (Leitung)	2,1	€/2020/m ³ _{H2O}	[69]	2030
Ammoniaksynthese:				
Lebensdauer	30	a	[70]	2021
Wirkungsgrad	78	%	[69]	2030
Verfügbarkeit	8.000	h/a	[70]	2021
CAPEX	631	€/t _{NH3} *a	[69]	2030
OPEX fix	3,5	%capex/a	[69]	2030
N ₂ -Preis	18	€/t _{N2}	[71]	2024
Stromeinsatz	738	kWh/t _{NH3}	[70]	
Ammoniak-Cracking:				
Lebensdauer	30	a	[69]	
Wirkungsgrad	86	%	eigene Berechnung nach [59] und [72]	
Verfügbarkeit	7.000	h	eigene Annahme	
CAPEX	985	€/MWh _{NH3}	[73]	
OPEX fix	3	%capex/a	[73]	
Stromeinsatz	3,4	kWh _{el} /kg _{H2}	[73]	
Wärmeeinsatz	10	kWh _{th} /kg _{H2}	[73]	
Wärmepreis	100	€/MWh _{th}	eigene Annahme	
Kryogene Luftzerlegung:				
Lebensdauer	30	a	[74]	
CAPEX	129	€/t*a	[74]	2023
OPEX fix	2	%capex/a	[74]	2023
Stromeinsatz	0,56	kWh _{el} /kg _{N2}	[74]	
Methanolsynthese:				
Lebensdauer	30	a	[75]	
Verfügbarkeit	8.000	h/a	[75]	
CAPEX	726.000	€/MW _{MeOH}	[75]	2017
OPEX fix	4	%capex/a	[75]	2017
H ₂ -Einsatz	0,189	kg _{H2} /kg _{MeOH}	[76]	
CO ₂ -Einsatz	1,373	kg _{CO2} /kg _{MeOH}	[76]	

Stromeinsatz	0,556	MJ/kg _{MeOH}	[76]	
CO ₂ -Preis	92,5	€/t CO ₂	[77]	2030
KONDITIONIERUNG				
Hydrierung LOHC:				
Lebensdauer	20	a	[69]	
Verluste	0,5	%	[69]	
CAPEX Referenzanlage	23,4	Mio. €	[69]	2030
Scale_base	100	t _{H2} /d	[69]	2030
Skalierungsfaktor	0,65	--	[69]	2030
OPEX fix	4	%	[69]	2030
Stromeinsatz	0,3	kWh _{el} /kg _{H2}	[69]	
Abwärme	9,9	kWh _{th} /kg _{H2}	[69]	
Dehydrierung LOHC:				
Lebensdauer	20	a	[69]	
Verluste	0,5	%	[69]	
CAPEX Referenzanlage	20,3	Mio. €	[69]	2030
Kapazität Referenzanl.	100	t _{H2} /d	[69]	2030
Skalierungsfaktor	0,65	--	[69]	2030
OPEX fix	4	%	[69]	2030
Stromeinsatz	1,1	kWh _{el} /kg _{H2}	[69]	
Wärmeinsatz	11,2	kWh _{th} /kg _{H2}	[69]	
Verflüssigung H₂:				
Lebensdauer	30	a	[69]	
Verluste	1,5	%	[69]	
CAPEX Referenzanlage	195	Mio. €	[69]	2030
Kapazität Referenzanl.	100	t _{H2} /d	[69]	2030
Skalierungsfaktor	0,77		[69]	2030
OPEX fix	4	%	[69]	2030
Stromeinsatz	7,4	kWh/kg _{H2}	[69]	
TERMINAL, SPEICHER UND UMSCHLAG¹				
Ammoniak-Terminal (Ladung und Lagerung):				
Lebensdauer	30	a	[78]	
Verluste	1	%	[79]	
CAPEX	226	€/MWh _{NH3}	[73]	2019
OPEX fix	2	%capex/a	[73]	2019
Stromeinsatz	80	kWh/t _{NH3}	[80]	
Methanol-Terminal (Ladung und Lagerung):				
Lebensdauer	30	a	[69]	
Verluste Ladung	0,016	%	[81]	
Verluste Lagerung	0,004	%/d	[81]	
CAPEX	88	€/MWh _{MeOH}	[73]	2020
OPEX fix	0,6	%capex/a	[73]	2020
Stromeinsatz (Pumpen)	0,035	kWh/kg	[82]	

¹ Das Be- und Entladen von Seeschiffen wird unter „Terminal“ berücksichtigt, das Befüllen und Entladen von Behältern zwecks Verteilung zum bzw. ab dem Terminal – unter Binnentransport.

LOHC-Terminal (Ladung und Lagerung):				
Lebensdauer	30	a	[64]	
Verluste Lagerung	0	%/d	[69]	
CAPEX	18	€/kg _{H2}	[69]	
OPEX fix			[69]	
Stromeinsatz	0,01	kWh/kg _{H2}	[77]	
LH2-Terminal (Ladung und Lagerung):				
Lebensdauer	30	a	[69]	
Verluste Ladung	0,1	%	[83]	
Verluste Lagerung	0,1	%/d	[83]	
CAPEX	33	€/kg _{H2}	[69]	2030
Installationsfaktor	1,25		[69]	2030
OPEX fix	2	%capex/a	[69]	2030
Stromeinsatz	0,61	kWh/kg _{H2}	[77]	
SEETRANSPORT				
Kraftstoffverbrauch (alle H ₂ -Träger)	0,0003*DWT + 17,667; DWT=Tragfähigkeit [dwt]	t/d	Eigene Schät- zung nach [84]	
Brennwert MGO	42	GJ/m ³	[85]	
Dichte MGO	0,94	mt/m ³	[85]	
MGO EMEA ø-Preis am 16.02.2024	840,19	€/t	[86]	
Ammoniak (LPG-Tanker)				
Verluste Transport	0,04	%/d	[87]	
Lebensdauer	30	a	[87]	
CAPEX 4.000 m ³	18	Mio. €	Schätzung	
CAPEX 22.000 m ³	71	Mio. €	[88]	2024
OPEX fix	4	%capex/a	[87]	
Hafengebühren	2,01	€/t	[89]	
Methanol (Chemikalientanker)				
Verluste Transport:				
5.000-10.000 t	0,2	MJ/tkm	[90]	
10.000-50.000 t	0,08	MJ/tkm	[90]	
Lebensdauer	30	a	[56]	
CAPEX 6.000 DWT	26	Mio. €	[91]	2023
CAPEX 12.000 DWT	42	Mio. €	Schätzung nach [92] (+34%)	
OPEX fix	4	%capex/a	analog [77]	
Hafengebühren	0,99	€/t	[89]	
LOHC (Öltanker)				
Verluste Transport	0	%	([93])	
Lebensdauer	25	a	[94]	
CAPEX 10.000 DWT	10,5	Mio. €	Schätzung (s. u.)	

CAPEX 27.300 DWT	43	Mio. €	Schätzung (s. u.)	
CAPEX	0,0011*Cap + 11,524 Cap=Ladepazität [t]	Mio. €	[95–97]	2023, 2024
Ladepazität-Tragfähigkeit Verhältnis	0,9584*DWT – 242,38 DWT=Tragfähigkeit [dwt]	--	[64,98–100]	
OPEX fix	4	%capex/a	[77]	
Hafengebühren	0,99	€/t	[89]	
LH₂-Tanker				
Verluste Transport	0,2	%/a	[101]	
Lebensdauer	30	a	[56]	
CAPEX 1.250 m ³	35	Mio. €	Schätzung nach [56,102]	
CAPEX 20.000 m ³	191	Mio. €	Schätzung nach [73]	
OPEX fix	4	%capex/a	[77]	
Hafengebühren	0,99	€/t	[89]	
Ammoniak per Zug in Druckgaskesselwagen:¹				
Verluste Beladen	0,037	%	[81]	
Verluste Entladen	0,037	%	[81]	
Kesselwagen:				
Kapazität	55	t	[103]	
Anzahl pro Ganzzug	48	St.	[103]	
Leergewicht			[103,104]	
CAPEX	300.000	€/St.	Interview	
Lebensdauer	40	a	Interview	
Methanol per Zug in Chemiekesselwagen:				
Verluste bei Verteilung	0,08	MJ/tkm	[90]	
Kesselwagen:				
Kapazität	68	t	[103]	
Anzahl pro Ganzzug	48	St.	[103]	
Leergewicht	23,4	t	[105]	
CAPEX	300.000	€/St.	Interview	
Lebensdauer	40	A	Interview	
Methanol Bunkerschiff:				
Verluste bei Verteilung	0,08	MJ/tkm	[90]	
Verteilungskosten (short sea med.)	0,015	€/tkm	[90]	

¹ Bei Schienentransport setzen sich die Kosten aus den Kosten der Befüllung, der Behälter und der Fracht zusammen. Die angenommenen Frachtgebühren sind weiter unten dargestellt.

GH₂ per Zug in MEGC¹:				
Verluste Befüllen	1	%	[106]	
Verluste Transport	0	%	[107]	
Strom Kompression	2,4	kWh _{el} /kg _{H2}	[107]	
Befüllung	0,7	€/kg _{H2}	[108]	2020
MEGC:				
Kapazität	1,1	t	[108]	
Anzahl pro Wagen	2	St.	[107]	
Anzahl pro Ganzzug	48	St.	[103]	
CAPEX	799.200	€/St.	[109]	2021
Lebensdauer	40	a	Interview	
GH₂ per LKW in MEGC:				
Verluste Befüllen	1	%	[107]	
Verluste Transport	0	%	[107]	
Strom Kompression	2,40,1	kWh _{el} /kg _{H2}	[107]	
Befüllung	0,7	€/kg _{H2}	[108]	2020
MEGC:²				
Anzahl pro LKW	1	St.	[107]	
Miete Chassis	50	€/d	[108]	2020
LKW (Zugmaschine):				
Lebensdauer	9	a	[110]	
CAPEX	97.500	€/St.	[111]	2019
OPEX fix	12	%capex/a	[112]	
Dieserverbrauch	35	l/100 km	[112]	
Dieselpreis	1,75	€/l	[113]	2024
Anzahl der Fahrtage	303	d/a	nach [106]	
max. Fahrzeit	9	h/d	[107]	
LH₂-Trailer:				
Verluste Befüllen	1	%	[106]	
Verluste Transport	0,3	%/d	[107]	
max. Fahrzeit pro Tag	9	h/d	[107]	
Geschwindigkeit	50	km/h	[111]	
Kapazität	4	t	[107]	
CAPEX	910.000	€/St.	[69]	
Lebensdauer	12	a	[69]	
OPEX fix	2	%capex/a	[69]	

¹ Alle Angaben beziehen sich auf 40 Fuß-, 500 bar-MEGC.

² Siehe auch oben unter Zugtransport in MEGC.