

ENDBERICHT

IMPORTMÖGLICHKEITEN FÜR ERNEUERBAREN WASSERSTOFF

Auftraggeber:

Die Studie wurde im Auftrag des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) erstellt.

Projektteam:

AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Johannes Kathan

Judith Kapeller

Stefan Reuter

Philipp Ortmann

Frontier Economics Ltd.

Aria Rodgarkia-Dara

Maximiliane Reger

Gregor Brändle

Christoph Gatzen

Dezember, 2022

INHALTSVERZEICHNIS

1	Kurzfassung	5
2	Einleitung & Zielsetzung	7
3	Analyse und Modellierung von Bezugsquellen.....	8
3.1	Ziele.....	8
3.2	Annahmen & Randbedingungen	8
3.2.1	Untersuchungsregionen.....	8
3.2.2	Szenarien-Definition und Parameterstudie.....	10
3.3	Ökonomische Inputannahmen und Methodik	10
3.3.1	Ökonomische Inputannahmen	10
3.3.2	Ansätze der Kostenkalkulation und Dimensionierung der Komponenten	11
3.3.3	Methodik Kostenkalkulation	11
3.4	Anlagensimulation	12
3.4.1	PV-Anlagen	12
3.4.2	Windkraftanlagen.....	13
3.4.3	Wasserstoffsystem	16
3.5	Ergebnisse.....	16
3.5.1	Strom-Gestehungskosten	16
3.5.2	Szenarien-Zusammensetzung und minimale Wasserstoffkosten	17
4	Technoökonomische Analyse von Transportszenarien.....	21
4.1	Ziele.....	21
4.2	Annahmen & Randbedingungen	21
4.2.1	Transportszenarien.....	21
4.2.2	Prozessketten nach Transportarten	21
4.2.3	Transportrouten	22
4.2.4	Beschreibung der Komponenten, Kostenannahmen & Inputparameter der Transportmodellierung.....	25
4.3	Ökonomische Inputannahmen und Methodik zum Transport	31
4.3.1	Ökonomische Inputannahmen und Analyserahmen.....	31
4.3.2	Ansätze der Kostenkalkulation und Dimensionierung der Komponenten	32
4.3.3	Methodik Kostenkalkulation	33
4.4	Ergebnisse Transportszenarien	34
4.4.1	Optimistisches Szenario 2030.....	34
4.4.2	Optimistisches Szenario 2040.....	35
4.4.3	Vergleich aller Szenarien	36
4.4.4	Kumulierte Wasserstoff-Kosten im optimistischen Szenario 2030.....	37
4.4.5	Kostenoptimaler Träger je Transportdistanz im optimistischen Szenario 2030.....	38
4.4.6	Betrachtung Kostentreiber des Flüssigwasserstofftransports.....	39
4.4.7	Betrachtung Kostentreiber des Ammoniak-Transports	40
4.4.8	Betrachtung Kostentreiber des LOHC-Transports.....	41
4.4.9	Exkurs zum Ammoniak-Import nach Österreich	41

5	Treibhausgas-Emissionen im Lebenszyklus	43
5.1	Ziele.....	43
5.2	Annahmen und Randbedingungen.....	43
5.3	Methodik.....	43
5.3.1	Emissionen aus dem Einsatz von nicht erneuerbarem Strom	44
5.3.2	Effizienzverluste bei Umwandschritten	45
5.3.3	Emissionen aus Schifftransport.....	45
5.4	Ergebnisse der Analyse von THG-Emissionen für Importrouten	45
5.4.1	THG-Emissionen im Jahr 2030.....	46
5.4.2	Zusammensetzung der Gesamtemissionen nach Prozessschritten	46
5.4.3	Vergleich der THG-Emissionen nach Wasserstoffträgern in Einzelteilen der Prozesskette.....	47
5.4.4	THG-Emissionen im Jahr 2040.....	48
5.4.5	THG-Emissionen in Abhängigkeit des Strommixes in Exportländern	49
5.4.6	Exkurs: Direkter Transport von Ammoniak nach Österreich.....	52
6	Kooperationspartner:innen und Barrieren.....	53
6.1	Ziele und Methodik	53
6.2	Prioritäre Kooperationspartner:innen für Bezugsquellen	53
6.2.1	Pipelineimport aus Tunesien.....	53
6.2.2	Pipelineimport aus Spanien	53
6.2.3	Schifftransport aus den VAE	54
6.2.4	Schifftransport aus Chile.....	54
6.2.5	Binnenschifftransport aus Rumänien.....	55
6.2.6	Potentielle zusätzliche Importrouten	55
6.3	Regulatorische Barrieren und Marktbarrieren mit Fokus auf Österreich und die EU.....	55
6.3.1	Wertschöpfungsspezifische Barrieren.....	56
6.3.2	Wertschöpfungsübergreifende Barrieren	59
6.4	Maßnahmen zur Beseitigung/Reduktion von Barrieren	60
6.4.1	Zügige Fertigstellung der Definition von erneuerbarem Wasserstoff, internationaler Standards für Wasserstoff Qualität sowie international anerkannte Zertifizierungssysteme	60
6.4.2	Unterstützungsrahmen für erneuerbare Wasserstoff -Importe muss überregional ausgestaltet sein	61
6.4.3	Überregionaler Unterstützungsrahmen für erneuerbaren Wasserstoff-Bedarf zeitlicher und mengenmäßiger Koordination entlang internationaler Wasserstoff-Wertschöpfungskette	65
6.4.4	Koordination entlang der internationalen Wasserstoff-Wertschöpfungskette prioritär auf spezifische Importrouten fokussieren.....	66
6.4.5	Strategische Partnerschaften zur Erschließung von Importrouten suchen und eingehen ⁶⁷	
7	Kernergebnisse	68
7.1	Wasserstoff- und Transportkosten	68
7.2	Treibhausgas-Emissionen	68
7.3	Kooperationspartner:innen & Barrieren.....	69
8	Abkürzungsverzeichnis.....	71

9	Abbildungsverzeichnis	72
10	Tabellenverzeichnis.....	74
11	Literaturverzeichnis	76
12	Anhang.....	82

1 KURZFASSUNG

In der vorliegenden Studie wurden verschiedene Optionen zum zukünftigen Import von erneuerbarem Wasserstoff nach Österreich untersucht. Dazu wurden Fallstudien zu fünf verschiedenen Ländern durchgeführt, die eine große Bandbreite möglicher Importoptionen darstellen. Die wesentlichen Unterscheidungsmerkmale umfassen einerseits das lokale Potential erneuerbarer Erzeugung und andererseits relevante bzw. mögliche Transportrouten für den produzierten Wasserstoff. Die untersuchten Länder umfassen Spanien, Tunesien, die Vereinigten Arabischen Emirate, Rumänien und Chile. Für die Analyse wurden die Zeitpunkte 2030 und 2040 sowie ein pessimistisches und ein optimistisches Szenario gewählt. Prognosen zu Mengen von Wasserstoffimporten sind nicht Teil der Studie. Die Importvolumina werden zukünftig nicht nur durch die Verfügbarkeit auf Angebotsseite abhängen, sondern auch von der innerösterreichischen Nachfrage. Dies ist Gegenstand anderer Studien, die derzeit in Ausarbeitung sind (z.B. „Zukunft der Gasinfrastruktur 2040“).

In einem ersten Schritt wurden die **Kosten der Wasserstoffproduktion in den gewählten Exportländern** erhoben. Dazu wurde eine vollständige Anlagensimulation bestehend aus erneuerbarer Stromerzeugung und Wasserstoffproduktion über die gesamte Lebensdauer der Anlage durchgeführt. Der Fokus lag dabei auf der Betrachtung neuer erneuerbarer Erzeugung aus Windkraft und Photovoltaik. Kernergebnis dieser Simulation sind die spezifischen Wasserstoff-Gestehungskosten (LCOH) in €/kg. Es konnte gezeigt werden, dass die Wasserstoffproduktionskosten 2030 in den Exportländern in einem optimistischen Fall in einem Bereich von 2,78 €/kg (Chile) – 3,85 €/kg (Tunesien) €/kg liegen. Im pessimistischen Fall liegen die Kosten in einem Bereich von 3,53 €/kg (Chile) – 4,93 €/kg (Tunesien) €/kg. Mit den gewählten Annahmen ist im optimistischen Fall eine weitere Reduktion auf 2,40 €/kg (Chile) – 3,29 €/kg (Tunesien) bis 2040 möglich, im pessimistischen Fall auf 2,98 €/kg (Chile) – 4,14 €/kg (Tunesien). Diese Kosten umfassen nur die lokale Produktion des Wasserstoffs ohne dessen Transport nach Österreich.

In einem zweiten Schritt wurden **unterschiedliche Transportpfade von Wasserstoff nach Österreich** techno-ökonomisch bewertet, dabei wurde lediglich der Weg nach Österreich betrachtet und nicht die weitere Verteilung des Wasserstoffs in Österreich. Als mögliche Pfade bzw. Wasserstoffträger wurden Flüssigwasserstoff, Ammoniak, flüssige organische Wasserstoffträger (LOHC) und der Transport über Pipelines untersucht. Je nach Exportland wurden die dafür relevanten Transportpfade und konkrete Transportrouten abgebildet. Dazu wurde die vollständige Transportprozesskette vom Exportland bis nach Österreich modelliert. Es konnte gezeigt werden, dass der Transport von Wasserstoff mittels Schiffs zu sichtbaren Mehrkosten führt. So liegen je nach Szenario die Gesamtkosten für Wasserstoff zwischen 5,1 €/kg (Chile mit Ammoniak, Opt. 2040) und 16,2 €/kg (VAE mit LOHC, Pes. 2030). Diese Mehrkosten entstehen einerseits durch entsprechende monetäre und energetische Aufwände in der Umwandlung und Rückwandlung des Wasserstoffs sowie durch zusätzliche Kosten für die Transportschiffe. Der Transport von Wasserstoff in Pipelines hingegen führt unter den getroffenen Annahmen nur zu geringen Mehrkosten und ist dort, wo möglich, dem Transport in Form anderer Medien klar vorzuziehen. Die resultierenden Gesamtkosten des Wasserstoffs inklusive Transportes in Pipelines liegen zwischen 3,1 €/kg (Spanien, Opt. 2040) und 5,7 €/kg (Tunesien, Pes. 2030).

Der Fokus dieser Studie liegt auf den Kosten für den Wasserstoffimport. Dabei können die Kosten eine erste Indikation für die möglichen Preise für erneuerbaren Wasserstoff darstellen. Die Entwicklung von Preisen ist allerdings von einer Vielzahl weiterer Faktoren abhängig. In einer wettbewerblichen Marktstruktur mit einer Vielzahl von Produzenten werden sich die Preise an den Herstellungskosten orientieren. Bei oligopolistischen Marktstrukturen – wie sie insbesondere in einer Hochlaufphase erwartet werden – können die Preise tendenziell über den Herstellungskosten liegen. Zudem wird relevant sein, wie sich das gesamte Importvolumen auf diverse Importrouten (insbesondere Schiffs- und Pipelineimporte) in Zusammenspiel mit der Deckung der Nachfrage verteilt. Auch die Zahlungsbereitschaft auf Nachfrageseite, die unter anderem auch von den Kosten für den Einsatz fossilen Kraftstoffen beeinflusst wird, kann Einfluss auf Preise nehmen.

Ergänzend zur techno-ökonomischen Bewertung der unterschiedlichen Transportoptionen wurden diese auch aus Sicht der dadurch **entstehenden Treibhausgasemissionen** (THG) untersucht. Dazu wurde die, von der Europäischen Kommission entwickelte Methodik zur Berechnung der THG-Emissionen aus den Draft Delegated Acts angewandt [48]. Die Analysen zeigten, dass einzelne

Importpfade das gesteckte Emissions-Reduktionsziel von 70% im Jahr 2030 noch nicht erreichen. Dies betrifft insbesondere per Schiff importierten Wasserstoff. Für die Umwandlung oder Verflüssigung und den Energiebedarf der Schiffe werden hier noch fossile Energieträger eingesetzt, die THG-Emissionen verursachen. Bis 2040 erreichen alle Optionen das definierte Emissions-Reduktionsziel von 70%. Auch im Hinblick auf Emissionen ist der Transport in Gaspipelines im Vorteil.

Abschließend wurden relevante **regulatorische Barrieren und Marktbarrieren** sowie **prioritäre Kooperationspartner:innen** identifiziert. Dazu wurde eine Analyse der wesentlichen Risiken für Marktteilnehmer:innen für einen Markthochlaufs sowie das bestehende und in Entwicklung befindliche Regulativ durchgeführt. Die wesentlichen Barrieren wurden in Interviews mit Marktteilnehmer:innen gespiegelt und ergänzt. Wesentliche Barrieren aus dieser Analyse umfassen die unzureichende Valorisierung des grünen Wertes von erneuerbarem Wasserstoff, welche zu einem Absatz- und Preisrisiko sowohl für Wasserstoff-Erzeugung als auch Wasserstoff-Nachfrage führt, die wechselseitige Abhängigkeit zwischen einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette für einen Markthochlauf, die regulatorische Unsicherheit auf nationaler und europäischer Ebene (z.B. RED II) sowie die fehlende Investitionssicherheit im Kontext mit potentiellen Exportländern außerhalb der Europäischen Union (Investitionsrisiko). Im Hinblick auf prioritäre Kooperationspartner:innen wurden die unterschiedlichen Importrouten hinsichtlich der Anzahl der beteiligten Länder für eine Erschließung der Importrouten sowie bestehenden Initiativen von Marktteilnehmer:innen aus Österreich analysiert. Dabei hat sich die Pipelineroute aus Tunesien als eine interessante Option mit einer überschaubaren Anzahl an erforderlichen Kooperationspartner:innen herausgestellt.

Auf Basis der durchgeführten Analysen wurden insgesamt **fünf Handlungsempfehlungen** erarbeitet. Jede Handlungsempfehlung für sich ist ein Baustein hin zu einer möglichen Implementierung eines Wasserstoffimportsystems. Entsprechende Wirkung entfalten die Handlungsempfehlungen jedoch nur im Verbund miteinander:

- Zügige Fertigstellung der Definition von erneuerbarem Wasserstoff, internationaler Standards für Wasserstoff-Qualität sowie international anerkannten Zertifizierungssystemen
- **Unterstützungsrahmen** für erneuerbare Wasserstoff-Importe muss **überregional** ausgestaltet sein
- Überregionaler Unterstützungsrahmen bedarf zeitlicher und mengenmäßiger Koordination entlang internationaler Wasserstoff-Wertschöpfungskette
- Koordination entlang der internationalen Wasserstoff-Wertschöpfungskette **prioritär auf spezifische Importrouten fokussieren**
- **Strategische Partnerschaften** zur Erschließung von Importrouten suchen und eingehen

2 EINLEITUNG & ZIELSETZUNG

Die österreichische Bundesregierung verfolgt mit dem aktuellen Regierungsprogramm das ambitionierte Ziel einer vollständigen Dekarbonisierung des Energie- bzw. gesamten Wirtschaftssystems bis zum Jahr 2040. Ein wesentlicher Beitrag auf diesem Weg zur Klimaneutralität entfällt auf die Bereitstellung von erneuerbarem Wasserstoff¹ und dessen Derivate. Neben der Eigenproduktion von Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen in Österreich, z.B. durch Elektrolyse, wird der Import aus EU- und Drittstaaten in Zukunft eine zentrale Rolle für den gezielten Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff in schwer zu dekarbonisierenden Sektoren wie der energieintensiven Industrie und in gewissen Anwendungen im Mobilitätssektor spielen.

Ziel der vorliegenden Studie ist es, mögliche Bezugsquellen, Transport- und Speicheroptionen für den Import von erneuerbarem Wasserstoff und seiner Derivate zu identifizieren, die Kosteneffizienz sowie die Umweltauswirkungen in Form der Lebenszyklus-THG-Emissionen der verschiedenen Optionen darzustellen, sowie mögliche Barrieren zu identifizieren und Handlungsempfehlungen auszusprechen. Die Importvolumina werden zukünftig nicht nur durch die Verfügbarkeit auf Angebotsseite abhängen, sondern auch von der innerösterreichischen Nachfrage. Dies ist Gegenstand anderer Studien, die derzeit in Ausarbeitung sind (z.B. „Zukunft der Gasinfrastruktur 2040“).

Zur Erarbeitung dieser definierten Inhalte wurde eine umfassende Simulation zur techno-ökonomischen Bewertung unterschiedlicher Länder und Transportpfade durchgeführt. Eine Übersicht über die wesentlichen methodischen Schritte dieser Analyse sind in Abbildung 1 dargestellt.

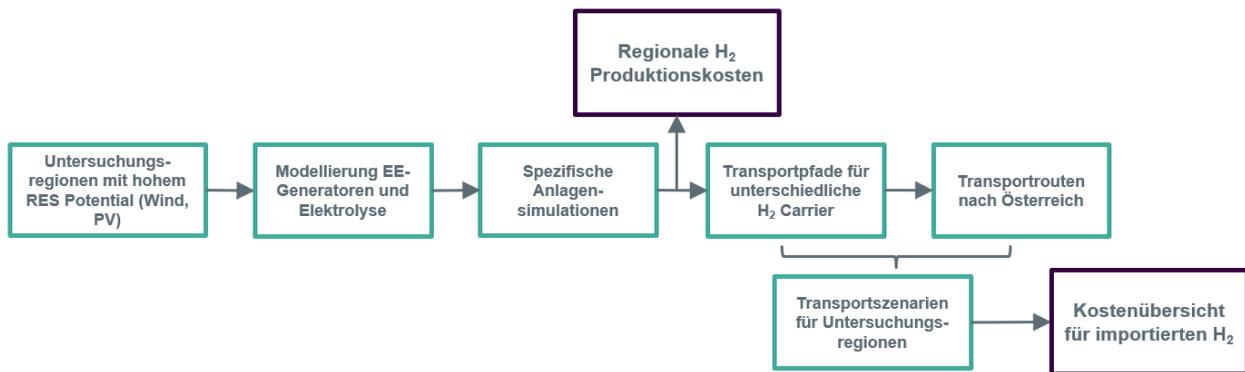


Abbildung 1 Analyse-Schritte zur Abbildung der Kosten für importierten Wasserstoff in der Studie

Das Ergebnis der Simulationsstudie sind die Wasserstoff-Gestehungskosten, bzw. eine Kostenübersicht für importierten Wasserstoff in Österreich. Diese können ein erster Anhaltspunkt für mögliche Preise von erneuerbarem Wasserstoff darstellen, die tatsächlichen Preise hängen allerdings von einer Vielzahl an Faktoren ab. Im Zuge der Simulationsstudie wurden Wasseraufbereitungsanlagen in Form von Meerwasserentsalzungsanlagen berücksichtigt, die benötigte Wassermenge modelliert und der Strombedarf für die Wasseraufbereitung abgebildet. Wassernutzungsrechte, Verfügbarkeit und andere Implikationen wurden im Rahmen der Studie nicht weiter modelliert.

Ergänzend zu dieser Simulationsstudie wurde eine umfassende Analyse der Treibhausgasemissionen der unterschiedlichen Importoptionen erarbeitet. Abschließend wurde eine Analyse möglicher Barrieren unter Einbeziehung unterschiedlicher Stakeholder durchgeführt. Aufbauend auf den Ergebnissen wurden Handlungsempfehlungen und Schlussfolgerungen für den Hochlauf des Imports von erneuerbarem Wasserstoff erarbeitet und dargestellt.

¹ Erneuerbarer Wasserstoff entspricht in dieser Studie der Definition vom grünem Wasserstoff, das heißt Wasserstoff, der aus erneuerbarem Strom hergestellt wird. Erneuerbarer Strom wird aus Energiequellen gewonnen, die quasi unerschöpflich zur Verfügung stehen oder sich schnell erneuern. Im Fall dieser Studie wurden PV und Windkraft als erneuerbare Energien betrachtet.

3 ANALYSE UND MODELLIERUNG VON BEZUGSQUELLEN

3.1 Ziele

Ziel dieses ersten Schrittes in der Studie ist die Analyse regionaler Wasserstoff-Produktionskosten in den gewählten Exportländern unter Rücksichtnahme auf Preisentwicklungsszenarien relevanter Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien. Dazu wird eine Abschätzung des Potentials an erneuerbarer Wasserstoffproduktion in den festgelegten Untersuchungsregionen, basierend auf einer Modellierung und Simulation relevanter Systemkomponenten (PV-Erzeugung, Windkraft, Wasserstoffproduktion) durchgeführt. Zu diesem Zweck werden umfassende techno-ökonomische Analysen bzw. Simulationen durchgeführt und spezifische Produktionskosten des Wasserstoffs vor Ort berechnet.

3.2 Annahmen & Randbedingungen

Grundsätzlich muss festgehalten werden, dass die Wasserstoffproduktion in dieser Studie ausschließlich durch Stromerzeugung von lokalen erneuerbaren Energieerzeugern (RES) geschieht. Der Elektrolyseur vor Ort wird direkt, ohne Zwischenspeicherung der Stromerzeugung, von den RES gespeist. Dazu wird der Elektrolyseur auch im Teillastbetrieb betrieben. Überschüssige RES-Stromproduktion, welche nicht zeitgleich vom Elektrolyseur umgesetzt werden kann, wird bereits bei der RES-Anlage abgeregelt. Es wird kein Netzanschluss modelliert und keine Alternativnutzung des Überschussstroms berücksichtigt.

3.2.1 Untersuchungsregionen

Für die Untersuchung wurden in Abstimmung mit dem Auftraggeber fünf unterschiedliche Länder in verschiedenen Weltregionen als mögliche Bezugsquellen für erneuerbaren Wasserstoff festgelegt. Die Länder wurden dabei aufbauend auf relevanten Publikationen, bestehenden Initiativen, einem hohen Potential an erneuerbarer Erzeugung und einer hohen Diversität an möglichen Transportwegen ausgewählt. Damit soll ein möglichst umfassendes Bild unterschiedlicher Weltregionen ermöglicht werden. Tabelle 3-1 zeigt die ausgewählten Regionen bzw. Länder für den Import von erneuerbarem Wasserstoff².

Tabelle 3-1: Ausgewählte Regionen und Länder für den Import von erneuerbarem Wasserstoff

Festgelegte Regionen	Festgelegte Länder	Nächstgelegene Stadt zum Projektstandort
MENA-Region	Tunesien	Tunis
Naher Osten	Vereinigte Arabische Emirate	Abu Dhabi
Südeuropa	Spanien	Zaragoza
Osteuropa	Rumänien	Constanta
Südamerika	Chile	Punta Arenas

Tabelle 3-2 gibt zusätzliche Details zu den ausgewählten Ländern an, es werden Informationen bezüglich bestehender und geplanter Projekte im Land, Höhe des Potentials für erneuerbare Energiequellen (RES), Einschätzung der Produktionskosten, sowie die Anbindung an Gastransportnetze angeführt.

² Die ausgewählten Länder bilden den Untersuchungsrahmen für diese Studie. Neben diesen Ländern gibt es eine Vielzahl an weiteren möglichen Importländern, die im Rahmen der Studie nicht betrachtet wurden.

Tabelle 3-2: Zusätzliche Informationen zu den untersuchten Ländern

Land	Zusätzliche Informationen
Tunesien	<ul style="list-style-type: none"> • Die hohe solare Einstrahlung in Tunesien ermöglicht eine gute PV-Auslastung [1]. • Tunesien befindet sich in der Nähe zu Europa und weist eine bestehende Gastransportinfrastruktur auf. • Es gibt bereits Investitionen von einem großen italienischen Gasinfrastrukturbetreiber (SNAM) in Gas-Pipelines mit perspektivischer Wasserstoff-Nutzung [2]. • Tunesien ist Zielland des Lab of Tomorrow zu internationalen Erneuerbare Energie Partnerschaften [3].
Vereinigte Arabische Emirate	<ul style="list-style-type: none"> • Die hohe solare Einstrahlung in den VAE ermöglicht eine gute PV-Auslastung [1]. • Bestehende Studien sprechen von verhältnismäßig niedrigen Wasserstoff-Produktionskosten [4]. • Es sind momentan große Projekte zur Produktion und Export von erneuerbarem Wasserstoff geplant, u.a. mit <ul style="list-style-type: none"> ○ Südkorea: Investment von einer Milliarde USD für Anlage mit Kapazität von 200.000 t NH₃/a [5] ○ Japan: Plant ein Projekt zu blauem Wasserstoff mit Kapazität von 200.000 t/a [6] ○ Deutschland [7] • Es gibt in den VAE bereits bestehende Aktivitäten der OMV [8]. • Es wurde 2021 eine Wasserstoffallianz zwischen AT und VAE zu Kooperation bei erneuerbarem Wasserstoff geschlossen [9].
Spanien	<ul style="list-style-type: none"> • Die hohe solare Einstrahlung in Spanien ermöglicht eine gute PV-Auslastung [1]. • Spanien weist das höchste überschüssige RES-Potential in Südeuropa auf [10]. • Andere Studienergebnisse zeigen, dass die Wasserstoff-Produktionskosten in Spanien niedriger sind als in seinen direkten Nachbarländern [11]. • Die Anbindung an den European Hydrogen Backbone ist bereits mit 2030 geplant [12].
Rumänien	<ul style="list-style-type: none"> • Rumänien weist eine Kombination aus gutem solaren Ertrag und guten Windbedingungen auf [10]. • Rumänien weist das höchste RES-Potential in Osteuropa auf [10]. • Die Binnenschifffahrt wird als mögliche Transportoption in Betracht gezogen, aufbauend auf der Initiative des Verbund Green Hydrogen @ Blue Danube [13]. • Die Anbindung an den European Hydrogen Backbone ist bereits mit 2030 geplant [12].
Chile	<ul style="list-style-type: none"> • Chile hat ausgezeichnete Windstandorte im Süden des Landes [14]. • Andere Studienergebnisse zeigen, dass die niedrigsten Wasserstoff-Produktionskosten in Südamerika in Chile erreicht werden können [15]. • In Chile werden große Projekte im GW-Bereich geplant, u.a. von <ul style="list-style-type: none"> ○ Engie: 700.000 t NH₃ ab 2030 ○ AustriaEnergy: 850.000 t NH₃/a ab 2026 [16] ○ Siemens: 550 Millionen Liter e-Fuels pro Jahr ab 2027 [17] ○ Private Projekte: u.a. HIF, HNH Energy, AES Andes, HyEx, Atacama Hydrogen Hub, ACH – MRP, Green Steel, H1 Magallanes, Quintero Bay H₂ Hub, San Pedro de Atacama, Hoasis, H₂ Solar, Selknam, Hydra [18]

Land	Zusätzliche Informationen
	<ul style="list-style-type: none"> Chile hat eine Wasserstoff-Strategie, mit dem Ziel bis 2040 einer der größten Wasserstoff-Expoteure zu werden [19].

3.2.2 Szenarien-Definition und Parameterstudie

Um die Bezugsquellen zu modellieren, werden unterschiedliche Gesamtsystemkonfigurationen definiert, simuliert und die resultierenden Wasserstoff-Gestehungskosten berechnet. Diese Auslegungsszenarien werden durch den Zeitpunkt der Erstinvestition, die RES-Zusammensetzung zwischen PV- und Windkraftanlagen, die Größe des Elektrolyseurs vor Ort, sowie durch zwei unterschiedliche Annahmen des Kalkulationszinssatz (WACC) definiert. Die verschiedenen Szenarien werden unter dem Begriff Parameterstudie zusammengefasst, da die Parameter der Simulation variiert werden. Die Parameterstudie besteht aus einer Anzahl von 220 Szenarien pro Land. Tabelle 3-3 listet die Faktoren der Parameterstudie und das Spektrum, in dem sich die Faktoren bewegen können.

Tabelle 3-3 Faktoren der Parameterstudie

Parameter	Spektrum
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Investitionszeitpunkt	2030, 2040
Länder	Tunesien Vereinigte Arabische Emirate Spanien Rumänien Chile
RES-Projektgröße	250 MW Nennleistung
RES-Zusammensetzung	Verteilung der RES in 10 % Schritten zur RES-Projektgröße zwischen 100 % PV- zu 0 % Windkraftanlagen und 0 % PV- zu 100 % Windkraftanlagen.
Elektrolysegrößen	10 – 100 % der RES-Projektgröße
Kalkulationszinssatz (WACC)	6 %, 12 %

3.3 Ökonomische Inputannahmen und Methodik

Sämtliche Preisannahmen sowie der WACC sind in konstanten Geldeinheiten bzw. als inflationsbereinigt zu verstehen. Die Abwärme der Elektrolyse / Umwandlungsanlage erzielt keine Erlöse, d.h. es wird kein Preis für die Abnahme von Abwärme am Erzeugungsstandort im Ausland angenommen.

3.3.1 Ökonomische Inputannahmen

Zur Analyse der Bezugsquellen wurden zwei Szenarien für die Zeitpunkte 2030 & 2040 definiert, wobei die Szenarien im Hinblick auf den WACC variieren. Die Kosten des eingesetzten Kapitals stellen die Opportunitätskosten der Investition dar. Der interne Kalkulationszinssatz bzw. WACC spiegelt das Projektrisiko sowie die Profiterwartung der Geldgeber wider und ist in realen Einheiten (nach Abzug der Inflation) zu verstehen. Der WACC wurde, wie auch in Tabelle 3-3 ersichtlich, im optimistischen Szenario mit 6 % p.a. und im pessimistischen mit 12 % p.a. angenommen.

Die Kapitalkosten der zur Modellierung der Bezugsquellen benötigten Anlagen, sowie Angaben zur Anlagenlebensdauer befinden sich im Anhang. Tabelle 3-4 beinhaltet die Verlinkungen zu den jeweiligen Tabellen im Anhang.

Tabelle 3-4: Kapitalkosten und Lebensdauer der benötigten Anlagen zur Modellierung der Bezugsquellen

Komponente	Lebensdauer	Detailinformationen
PV-Anlagen	20 Jahre	Tabelle 12-3 bis Tabelle 12-5 Tabelle 12-3
Windkraftanlagen	20 Jahre	Tabelle 12-3 bis Tabelle 12-5 Tabelle 12-3
Wasseraufbereitung	30 Jahre	Tabelle 12-3 bis Tabelle 12-5 Tabelle 12-4
Elektrolyse	60.000 Betriebsstunden	Tabelle 12-3 bis Tabelle 12-5 Tabelle 12-5

3.3.2 Ansätze der Kostenkalkulation und Dimensionierung der Komponenten

Die Bewertung der Parameterstudie zur Wasserstoffherzeugung basiert auf einer Vollkostenrechnung. Dabei handelt es sich um eine vollumfängliche Berücksichtigung (CAPEX, OPEX, Nutzungsdauer) mit expliziter Berücksichtigung der Anlagenauslastung. Die Auslastung der jeweiligen Komponente ergibt sich aufgrund der gewählten Größe (z.B. 250MW) sowie der Ressourcenverfügbarkeit (z.B. Windpotenzial). Innerhalb der Vollkostenberechnung werden die PV- und Windkraftanlagen, die Wasseraufbereitungsanlage und der Elektrolyseur berücksichtigt.

3.3.3 Methodik Kostenkalkulation

Die Methodik der Kostenkalkulation beinhaltet die Berechnung der Strom-Gestehungskosten (LCOE) und die Wasserstoff-Gestehungskosten (LCOH), ergänzend dazu werden die Volllaststunden der Anlagen berechnet, welche in weiterer Folge herangezogen werden, um die Systemauslastung zu evaluieren. Sowohl die Berechnung der Strom-Gestehungskosten als auch Wasserstoff-Gestehungskosten basiert auf der Berechnungsmethodik der Energiegestehungskosten.

Energiegestehungskosten

Die spezifischen Energiegestehungskosten bezeichnen die durchschnittlichen Gesamtkosten für den Bau und den Betrieb der Anlage pro Einheit über die gesamte Anlagenlebensdauer. In dieser Studie werden die Energiegestehungskosten auf Basis der LCOE-Methode (Levelized Cost of Energy) berechnet [20], [21]. Die Definition der Energiegestehungskosten ist in Formel 3-1 dargestellt und wird nach der Kapitalwertmethode berechnet. Durch die Abzinsung von zukünftigen Kosten und der erzeugten Energiemenge wird der Zeitwert des Geldes berücksichtigt.

$$\text{Energiegestehungskosten} = \frac{\text{Initiale Investitionskosten} + \sum_{t=1}^N \frac{\text{CAPEX}_t + \text{OPEX}_t - v_{\text{res}}}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+i)^t}}$$

Formel 3-1 Energiegestehungskosten

Tabelle 3-5 Parameterbeschreibung der Strom-Gestehungskosten

Parameter	Einheit	Beschreibung
Initiale Investitionskosten	€	Initiale Investitionskosten der Anlagen inklusive der initiale Balance-of-Plant-Kosten
N	-	Betrachtungszeitraum in Anzahl der Jahre
CAPEX _t	€	Re-Investitionskosten zum Jahr t
OPEX _t	€	Fixe und variable Betriebskosten zum Jahr t
V _{res}	€	Restwert der Anlage zum Ende des Betrachtungszeitraums
E	kWh	Energieumsatz im Jahr t
i	-	WACC

Um die LCOE einer RES-Erzeugungsanlage zu berechnen, werden die CAPEX und OPEX der Erzeugungsanlage über den Betrachtungszeitraum herangezogen, und die jährliche erzeugte Energiemenge als Energieumsatz pro Jahr. Das Ergebnis der LCOE-Berechnung sind € pro erzeugter kWh Strom. Die Berechnung der Wasserstoff-Gestehungskosten unterscheidet sich insoweit von der Berechnung der LCOE, als nicht nur die CAPEX und OPEX der RES-Erzeugungsanlage herangezogen werden, sondern auch die CAPEX und OPEX des Elektrolyseurs und der Wasseraufbereitungsanlage. Als Energieumsatz wird zur Wasserstoff-Gestehungskosten-Berechnung die jährliche erzeugte Menge an Wasserstoff herangezogen. Das Ergebnis der Wasserstoff-Gestehungskosten-Berechnung sind € pro kg erzeugtem Wasserstoff.

Volllaststunden

Die Volllaststunden einer Anlage geben Aufschluss zur Auslastung der Anlage, welche wiederum direkte Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit hat. Ähnlich wie bei den Energiegestehungskosten wird methodisch nicht zwischen den Volllaststunden von RES-Erzeugungsanlagen und den Volllaststunden eines Elektrolyseurs unterschieden. Die Parameter in Formel 3-2 sind in Tabelle 3-6 beschrieben.

$$VLH = \frac{\sum E_{p.a.}}{p_{nom}}$$

Formel 3-2 Volllaststunden der Anlage

Tabelle 3-6 Parameterbeschreibung der VLH

Parameter	Einheit	Beschreibung
	kWh	Summe der jährlichen umgesetzten Energie der Anlage
	€	Installierte nominale Anlagenleistung

Die umgesetzte Energie der Anlage bezieht sich bei RES-Erzeugungsanlagen auf die mögliche Strom-Erzeugungsmenge, basierend auf den Wettermessdaten, bei Elektrolyseuren auf den jährlichen Strom-Input. Der Elektrolyseur wird hierbei nur direkt über die erneuerbaren Erzeugungsanlagen gespeist, dabei wird der Elektrolyseur auch im Teillastbetrieb betrieben und überschüssiger Strom wird vor Ort ohne Alternativnutzung abgeregelt.

3.4 Anlagensimulation

Um die Wasserstoffbezugsquellen berechnen und bewerten zu können, werden im ersten Schritt die PV- und Windkraftanlagen modelliert und das Strom-Erzeugungsprofil an den unterschiedlichen Standorten generiert. Als nächstes wird die Gesamtsystem-Simulation der lokalen Wasserstoffherzeugung abgebildet, indem die Wasseraufbereitungsanlage und der Elektrolyseur modelliert werden und die Erzeugungsanlagen mit dem Wasserstoffsystem gekoppelt werden. Abschließend wird die Gesamtanlagenauslastung, die Strom-Gestehungskosten und Wasserstoff-Gestehungskosten berechnet, analysiert und bewertet.

3.4.1 PV-Anlagen

Ziel der PV-Anlagen-Modellierung ist es ein möglichst realistisches Erzeugungsprofil für jeden Standort zu generieren. Dazu wurden historische, gemessenen meteorologischen Daten der einzelnen Standorten extrahiert, abgeglichen und validiert [1], [22], [23], [24]. Abbildung 3-1 zeigt die fünf ausgewählten Standorte, eingezeichnet auf einer Weltkarte, welche den jährlich produzierten PV-Strom pro installiertem kW_p PV darstellt.

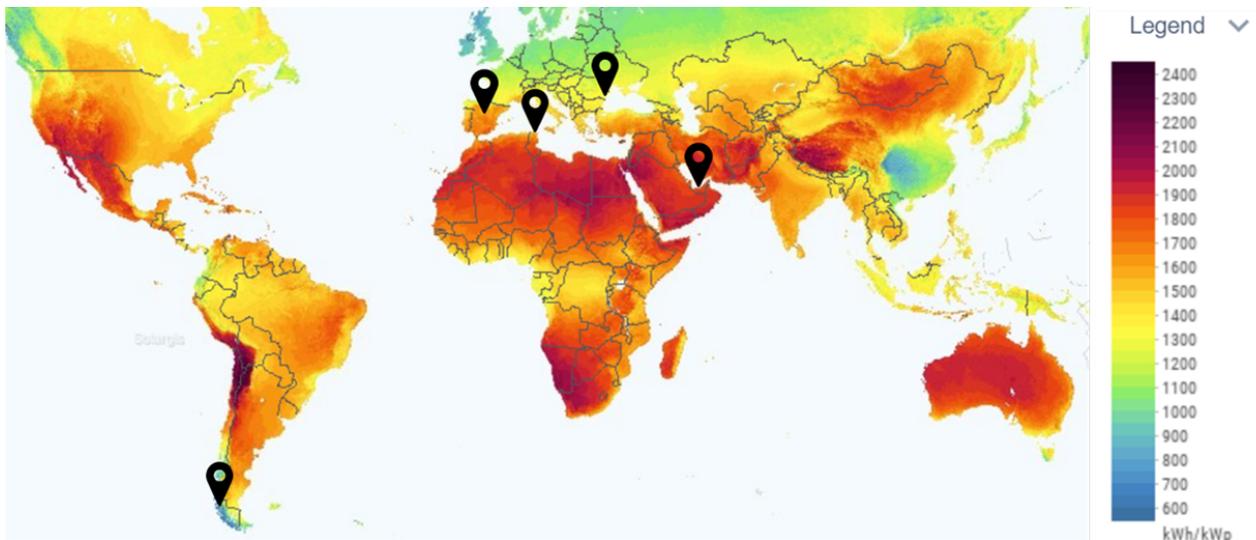


Abbildung 3-1 Darstellung der erzeugten PV-Energie pro installiertem kWp PV als Weltkarte mit Markierung der betrachteten Standorte. [1]

Basierend auf der Verfügbarkeit und Qualität der Daten wurde schlussendlich PVGIS als Datenbank zur PV-Anlagen Modellierung ausgewählt. Basierend auf den extrahierten meteorologischen Daten wurden schließlich monokristalline Module hinterlegt und für jeden Standort eine optimal ausgerichtete, freistehende Anlage ohne Nachführung mit einer installierten Leistung von 250 MW_p modelliert. Die folgende Abbildung 3-2 zeigt die resultierenden Volllaststunden der PV-Anlagen in den definierten Exportländern. [22], [25]

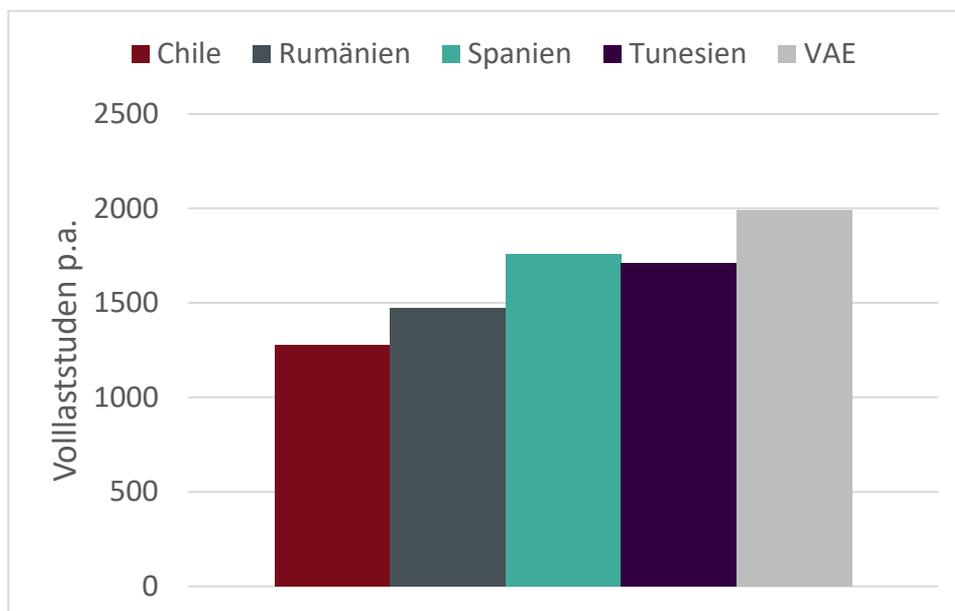


Abbildung 3-2 Resultierende PV-Volllaststunden [22], [25]

3.4.2 Windkraftanlagen

Ebenso wie bei den PV-Anlagen ist das Ziel auch bei der Windkraftanlagen-Modellierung ein möglichst realistisches Erzeugungsprofil für jeden Standort zu generieren. Dazu werden wiederum meteorologischen Daten extrahiert, abgeglichen und validiert [14], [22], [23], [26]. Die genauen Windpark-Standorte werden basierend auf verfügbaren Messstandorten mit stündlichen Messwerten und durchschnittlichen erwarteten Windgeschwindigkeiten ausgewählt. Abbildung 3-3 zeigt die fünf ausgewählten Standorte, eingezeichnet auf einer Weltkarte, welche die jährliche durchschnittliche Windgeschwindigkeit in m/s auf 100 m Höhe angibt.

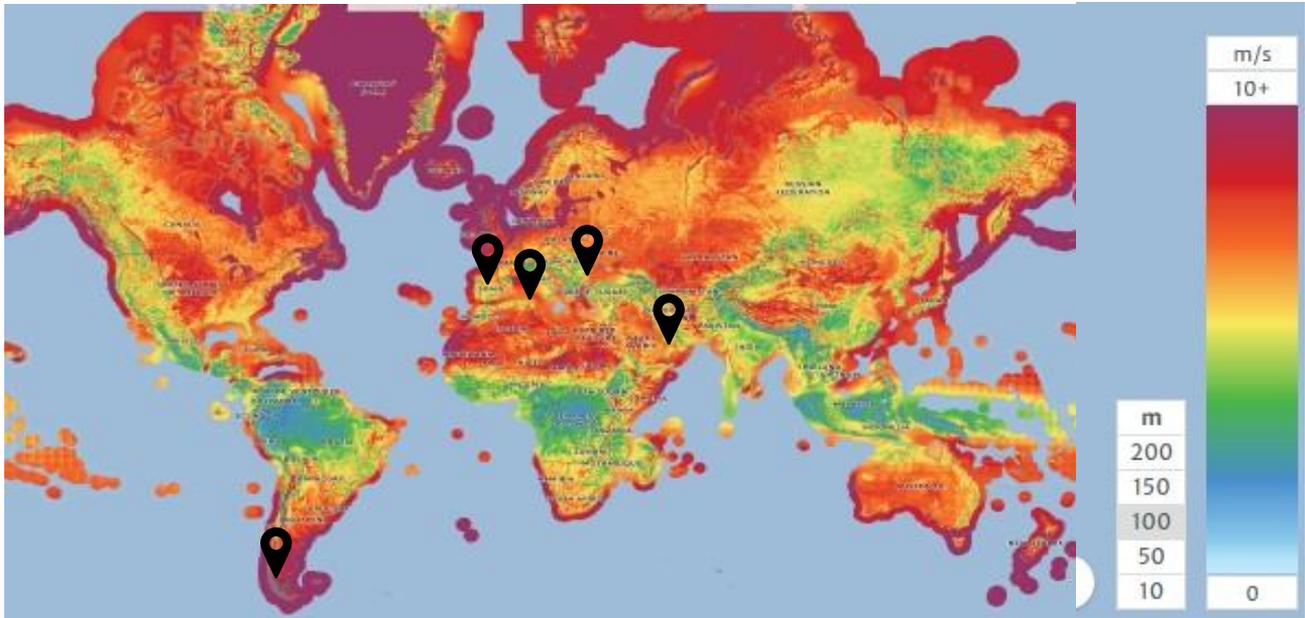


Abbildung 3-3 Darstellung der erzeugten durchschnittlichen Windgeschwindigkeit als Weltkarte mit Markierung der betrachteten Standorte. [14]

Um möglichst ertragreiche Windkraftprofile zu generieren, wurden 5 Turbinentypen in der Windkraft-Analyse betrachtet. Um eine passende Auswahl zu treffen, wurde jede Turbine an den fünf Standorten hinterlegt und die Stromerzeugung eines 250 MW Windparks simuliert. Tabelle 3-7 zeigt die verwendeten Turbinen, samt Nennleistung, Nabenhöhe, Rotordurchmesser und Windklasse, die unterschiedlichen verwendeten Turbinenleistungskurven sind in Abbildung 3-4 ersichtlich.

Tabelle 3-7 Auflistung der betrachteten Turbinen

Turbine	Hersteller	Nominalleistung	Nabenhöhe	Rotordurchmesser	Windklasse	Quelle
M5000-116	AREVA	5 MW	102 m	116 m	IEC IIa	[27]
E-126	Enercon	7,5 MW	125 m	127 m	IEC/EN IA	[27]
V164-9.5 MW™	Vestas	9,5 MW	140 m	164 m	IEC S	[27]
V150-5.6 MW™	Vestas	5,6 MW	166 m	150 m	IEC S	[28]
N149/5.X	Nordex	6 MW	164 m	149 m	IEC S	[29]

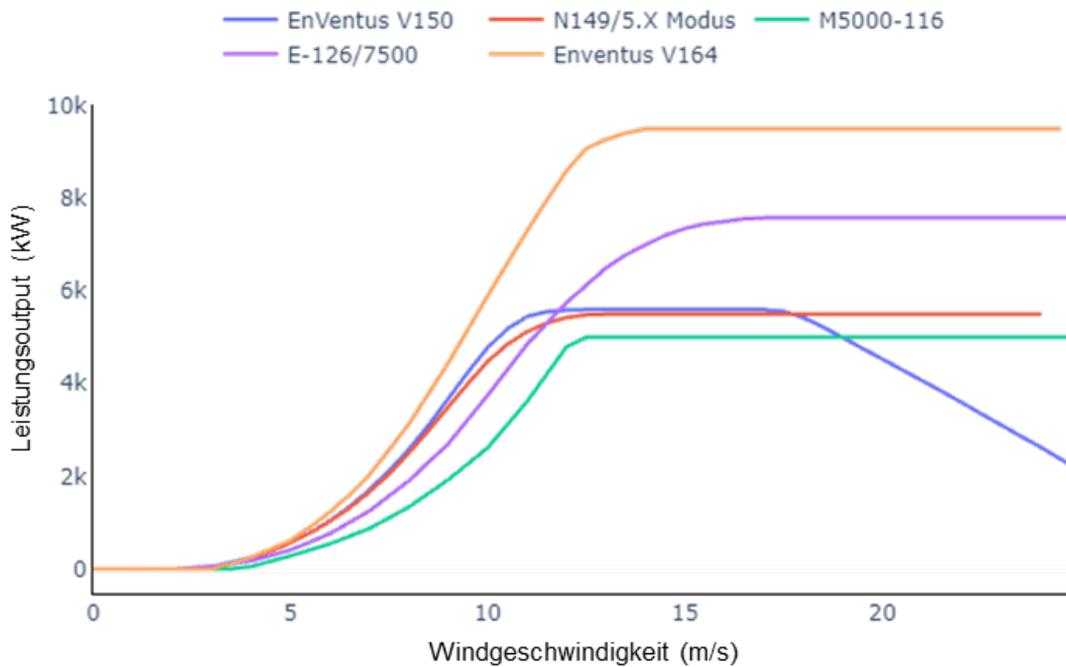


Abbildung 3-4 Gegenüberstellung der Turbinenleistungskurven [27], [28], [29]

Die endgültige Auswahl der verwendeten Datenbank und der hinterlegten Turbine wurde schließlich einzeln für jeden Standort individuell getroffen. Die Auswahl der Datenbank erfolgte dabei basierend auf der Qualität der hinterlegten Daten an dem entsprechenden Standort, die Auswahl der Turbine auf den höchsten resultierenden Volllaststunden.

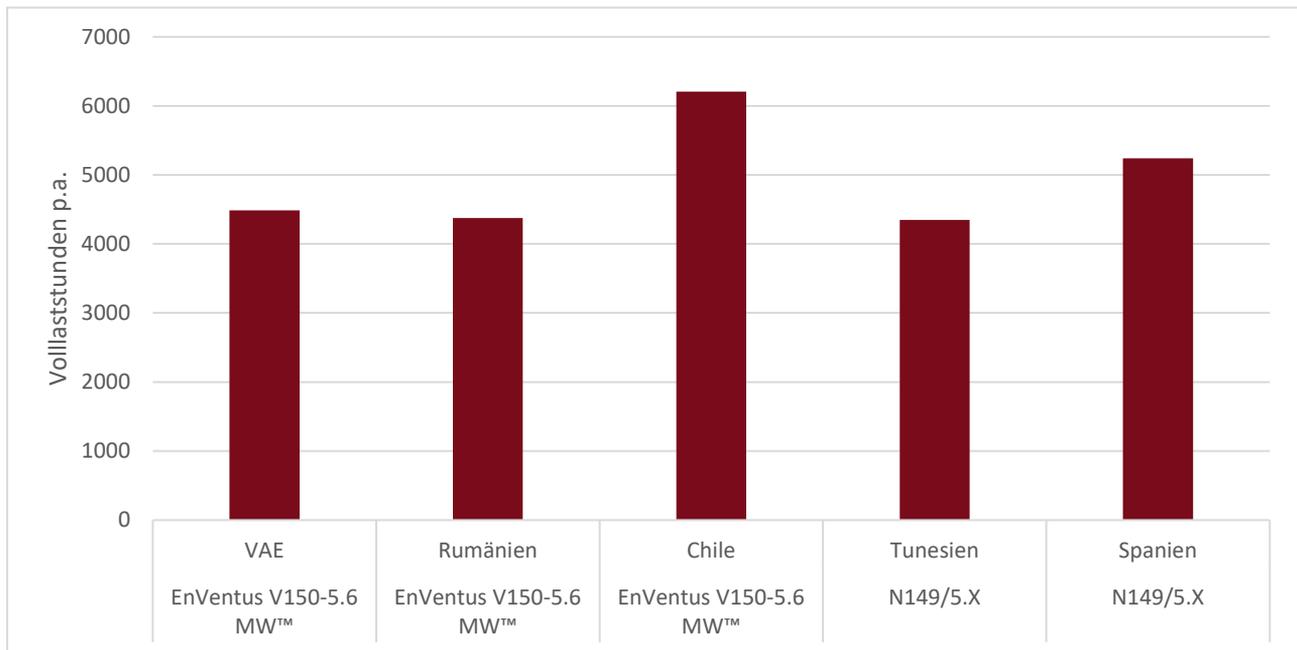


Abbildung 3-5 Darstellung der Volllaststunden je Standort, mit Angabe der verwendeten Datenbank und Turbine. [14], [22], [23], [26] [27], [28], [29]

Die Simulationsergebnisse der Turbinen mit der Hinterlegung von unterschiedlichen Datenbanken zeigt, dass die beiden Langsamläufer, Vestas EnVentus V150-5.6 MW™ und Nordex N149/5.X, mit besonders hohen Türmen, großem Rotordurchmessern und verhältnismäßig geringer Leistung besonders hohe Volllaststunden aufweisen. Die höchsten Volllaststunden wurden mit fast 7500 h bei der Installation der Nordex N149/5.X in Chile erreicht. Da die Leistungskurve der Nordex N149/5.X, wie in Abbildung 3-4 gezeigt, jedoch keine Cut-out Geschwindigkeit berücksichtigt, und die Spitzen-

windgeschwindigkeiten in Chile deutlich höher sind als in den anderen Ländern wurde für Chile dennoch als Sicherheit die Vestas EnVentus V150-5.6 MWTM hinterlegt, mit geringeren Volllaststunden. Trotz der Änderung der Turbine weist Chile jedoch mit 6208 h weiterhin die mit Abstand höchsten Volllaststunden auf.

3.4.3 Wasserstoffsystem

Zuletzt wird das Wasserstoffsystem modelliert und je nach Szenario mit den entsprechenden Strom-Erzeugungprofilen gekoppelt. Ziel dabei ist, das System möglichst realitätsnahe zu simulieren um die Umwandlungsverluste, die Anlagenauslastung, aber auch die Initialen-Investitionskosten, Betriebskosten und Reinvestitionen abzubilden und schlussendlich das günstigste Wasserstoff-Gestehungskosten-Szenario aus der Parameterstudie auswählen zu können.

Das Wasserstoffsystem besteht aus den Hauptkomponenten Wasseraufbereitungssystem, Leistungselektroniksystem und PEM-Elektrolyseur. Das Wasserstoffsystem wird ausschließlich durch die vor Ort erzeugten erneuerbaren Energien (Windkraft, PV) nach deren Verfügbarkeit betrieben. Innerhalb der Simulationsstudie wird das Wasserstoffsystems in zehn verschiedenen Größen, zwischen 10 und 100 % der installierten Nennleistung der erneuerbaren Erzeugung von kumuliert 250 MW, betrachtet. Dabei wird das Wasserstoffsystem entsprechend dem Erzeugungsprofil der erneuerbaren Stromerzeugung geregelt. Eine Überschussproduktion an erneuerbarem Strom wird ohne Berücksichtigung einer alternativen Verwertung (Einspeisung in das elektrische Netz etc.) abgeregelt. Der Gleichrichter wird mit einer mittleren Effizienz von 98 % hinterlegt. Der hinterlegte PEM-Elektrolyseur hat einen Maximalwirkungsgrad von 62 %, bei 30 % der Nennleistung, und 54 % bei Nennleistung. Der PEM-Elektrolyseur erzeugt Wasserstoff bei einer Druckstufe von 1 bar. Auf eine weitere Verdichtung innerhalb des Wasserstoffsystems wurde verzichtet, da der Wasserstoff in weiterer Folge der Transportszenarien in andere Trägerstoffe umgewandelt wird. Des Weiteren wird die Annahme getroffen, dass der produzierte Wasserstoff direkt abgeführt und transformiert wird, und somit vor Ort kein Speichersystem benötigt wird.

Die Simulation des Wasserstoffsystems basiert auf einer Simulation, bei der Leistungsmittelwerte von Zeitintervallen zwischen 15 Minuten und 1 h abgebildet werden. Im Zuge der Simulation werden die Zeitschritte iterativ durchlaufen und die jeweilige erneuerbare Stromproduktion vor Ort direkt als Strom-Input für das Wasserstoffsystem betrachtet. Der Strom-Input wird anschließend mit den spezifischen, leistungsabhängigen Wirkungsgraden des Gleichrichters und des Elektrolyseurs beaufschlagt, um den Wasserstoff-Output zu berechnen. Innerhalb der Gesamtsystemsimulation ist für jede Komponente sowohl ein Alterungsalgorithmus als auch der End of Life Zeitpunkt hinterlegt, bei dem die jeweilige Komponente getauscht wird. Basierend auf den resultierenden System-CAPEX und -OPEX können schlussendlich die Wasserstoff-Gestehungskosten für jedes Szenario innerhalb der Parameterstudie, siehe Kapitel 3.2.2, berechnet und analysiert werden.

3.5 Ergebnisse

Das Ergebnis der Analyse und Modellierung der Bezugsquellen ist die ideale Gesamtsystemauslegung bei den geringsten resultierenden Wasserstoff-Gestehungskosten je Standort. Dazu werden die LCOE von PV- und Windkraftanlagen bei einer installierten Anlagenleistung von 250 MW der unterschiedlichen Standorte berechnet und anschließend die ideale Verteilung der installierten RES-Leistung zwischen installierten PV- und Windkraftanlagenleistung analysiert. Abschließend werden die geringsten Wasserstoff-Gestehungskosten und die erzeugte Wasserstoffmenge pro Jahr grafisch dargestellt, und die Gesamtsystemauslegung tabellarisch angeführt.

3.5.1 Strom-Gestehungskosten

Abbildung 3-6 zeigt die LCOE bei 250 MW Wind- oder 250 MW PV-Erzeugung über einen Zeitraum von 20 Jahren, bei zwei unterschiedlichen WACC (siehe Kapitel 3.3.1) und zwei Installationszeitpunkten (2030 und 2040).

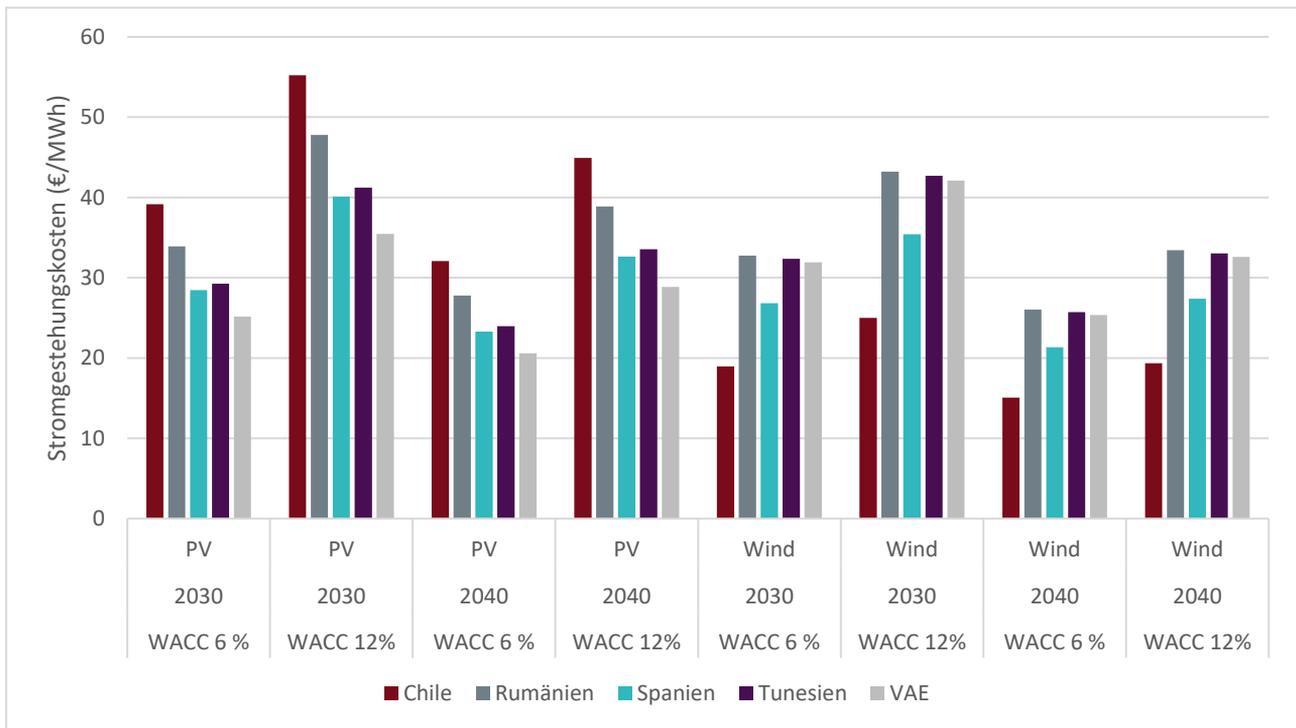


Abbildung 3-6 Strom-Gestehungskosten der Erneuerbaren Erzeugungsanlagen

Trotz der höheren Investitionskosten bei Windkraftanlagen liegen deren Strom-Gestehungskosten, aufgrund der deutlich höheren Volllaststunden, bei Chile, Rumänien und Spanien unter jenen der PV-Anlagen. Die gewählten Standorte in Tunesien und den VAE weisen eine besonders hohe Anzahl an Sonnenstunden auf, wodurch die PV-Strom-Gestehungskosten in diesen Ländern unter den Strom-Gestehungskosten der Windkraftanlagen liegen. Weiters ersichtlich in Abbildung 3-6 ist, dass Chile bei Windkraftanlagen die geringsten Strom-Gestehungskosten aufweist, was ebenfalls auf die hohen Volllaststunden zurückzuführen ist. Bei PV-Anlagen werden die geringsten Strom-Gestehungskosten in den VAE erreicht. Wie erwartet sinken die Strom-Gestehungskosten zwischen 2030 und 2040 um etwa 20 % bis 23 %. Bei der Erwartungshaltung einer Mindestrenditen von 6 % werden die minimal erreichten Strom-Gestehungskosten von 15,06 €/ MWh im Jahr 2040, in Chile bei Windkraftanlagen erreicht.

3.5.2 Szenarien-Zusammensetzung und minimale Wasserstoffkosten

Die Szenarien-Zusammenstellung mit den geringsten Wasserstoff-Gestehungskosten von Wind- und PV-Anlagen am jeweiligen Standort orientiert sich an den Strom-Gestehungskosten und an der Auslastung des Elektrolyseurs. Entscheidend ist dabei, dass der Elektrolyseur so klein wie möglich dimensioniert wird, sodass hohe Volllaststunden resultieren. Der Zusammenhang wird in der Abbildung 3-7 und Abbildung 3-8 anhand des Standortes Constanta, Rumänien, dargestellt.

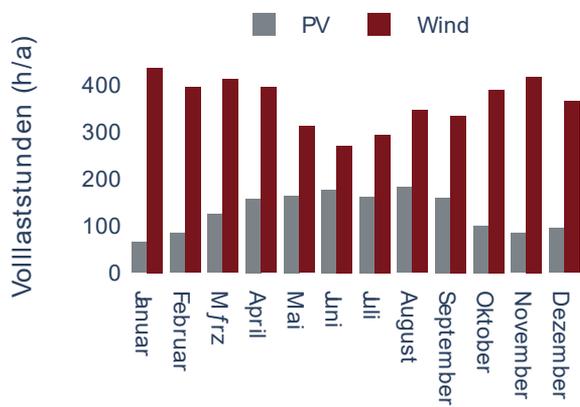


Abbildung 3-7 Volllaststunden bei 100 % Wind oder 100 % PV Strom-Erzeugung

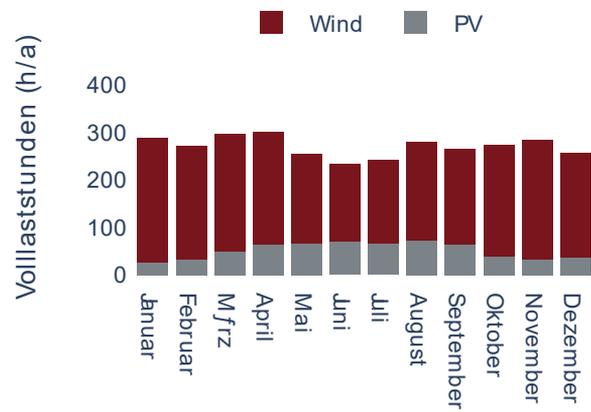


Abbildung 3-8 Volllaststunden bei kombinierter Strom-Erzeugung von 40 % PV zu 60 % Windkraft

Die beiden Grafiken zeigen, dass in Rumänien die Volllaststunden bei 100 % Stromerzeugung durch Windkraftanlagen deutlich höher sind als bei 100 % PV-Erzeugung. Die Grafiken zeigen aber auch, dass sich PV- und Winderzeugung sehr gut ergänzen und die kombinierten Volllaststunden bei einem Verhältnis von 40 % PV zu 60 % Wind, sprich 100 MWp installierte PV-Leistung zu 50 MW installierte Windkraftanlagenleistung, über die Monate sehr ausgeglichen ist. Dies führt dazu, dass in dem kombinierten Szenario, im Vergleich zu 100 % Windkraft, zwar weniger Strom erzeugt wird, der Elektrolyseur aber kleiner dimensioniert und dafür mit einer höheren Auslastung betrieben werden kann.

Tabelle 3-8 zeigt die ausgewählten Szenarien, installierte PV- und Windkraftanlagenleistung und Elektrolyseleistung, mit den geringsten resultierenden Wasserstoff-Gestehungskosten innerhalb der Parameterstudie je Standort. Tabelle 3-8 und zeigen, dass Wasserstoff mit 2,40 €/kg, am günstigsten in Chile im Jahr 2040, bei einer Mindestrendite von 6 % produziert werden kann. Die Bandbreite im Jahr 2030 für eine Mindestrendite von 6 % liegt zwischen 2,79 und 3,85 €/kg, für das pessimistische Szenario mit einer Mindestrendite von 12 % liegt der Bereich zwischen 3,53 und 4,93 €/kg. Dies bedeutet, dass die höhere Mindestrendite bei gleichen Investitions- und Betriebskosten, sowie gleicher Erzeugung zu einer Erhöhung der Wasserstoff-Gestehungskosten von bis zu über 28 % führt. Bei einem Analgenbau im Jahr 2040 werden im optimistischen Szenario Wasserstoff-Gestehungskosten zwischen 2,40 und 3,29 €/kg erwartet, im pessimistischen Szenario zwischen 2,98 und 4,14 €/kg, was einer Steigerung von bis zu 26 % entspricht.

Tabelle 3-8 Zusammenfassung der Wasserstoff-Gestehungskosten, samt Szenarien-Zusammensetzung

Jahr	Land	Mindestrendite	LCOH €/kg	Installierte PV-Leistung MW	Installierte Windleistung MW
2030	Chile	6%	2,79	0	250
2030	Chile	12%	3,53	0	250
2040	Chile	6%	2,40	0	250
2040	Chile	12%	2,98	0	250
2030	Rumänien	6%	3,83	100	150
2030	Rumänien	12%	4,88	75	175
2040	Rumänien	6%	3,27	100	150
2040	Rumänien	12%	4,11	75	175
2030	Spanien	6%	3,30	0	250
2030	Spanien	12%	4,17	0	250
2040	Spanien	6%	2,83	0	250
2040	Spanien	12%	3,52	0	250

Jahr	Land	Mindestrendite	LCOH €/kg	Installierte PV-Leistung MW	Installierte Windeistung MW
2030	Tunesien	6%	3,85	100	150
2030	Tunesien	12%	4,93	75	175
2040	Tunesien	6%	3,29	100	150
2040	Tunesien	12%	4,14	100	150
2030	VAE	6%	3,65	100	150
2030	VAE	12%	4,67	100	150
2040	VAE	6%	3,12	100	150
2040	VAE	12%	3,93	100	150

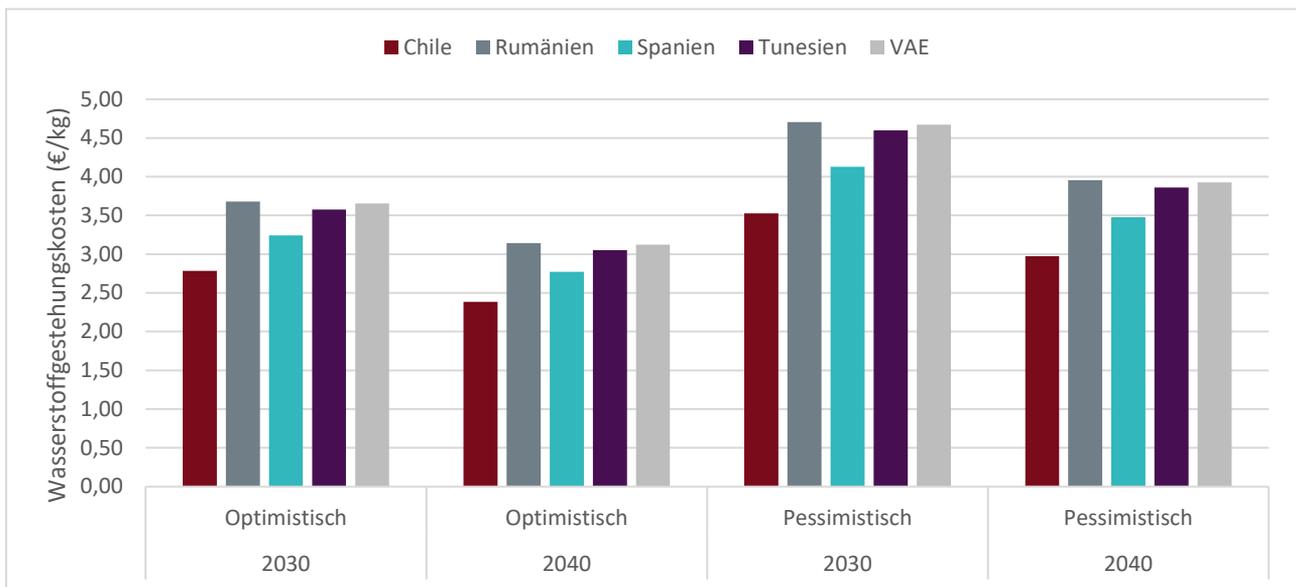


Abbildung 3-9 Grafische Zusammenfassung der günstigsten Wasserstoff-Gestehungskosten in den unterschiedlichen Ländern zu den Jahren 2030 und 2040, sowie unter Berücksichtigung der optimistischen und der pessimistischen Mindestrendite.

Abbildung 3-10 zeigt die jährlich produzierte Menge an Wasserstoff pro Jahr der ausgewählten Szenarien mit möglichst geringen Wasserstoff-Gestehungskosten, in den unterschiedlichen Ländern zu den Jahren 2030 und 2040. In Abbildung 3-10 ist ersichtlich, dass die Menge an produziertem Wasserstoff einen direkten Einfluss auf die Wasserstoff-Gestehungskosten hat. Beispielsweise wird in Chile bei 250 MW installierter erneuerbarer Erzeugungsanlagen doppelt so viel Wasserstoff erzeugt wie bei gleicher installierter Leistung in Tunesien.

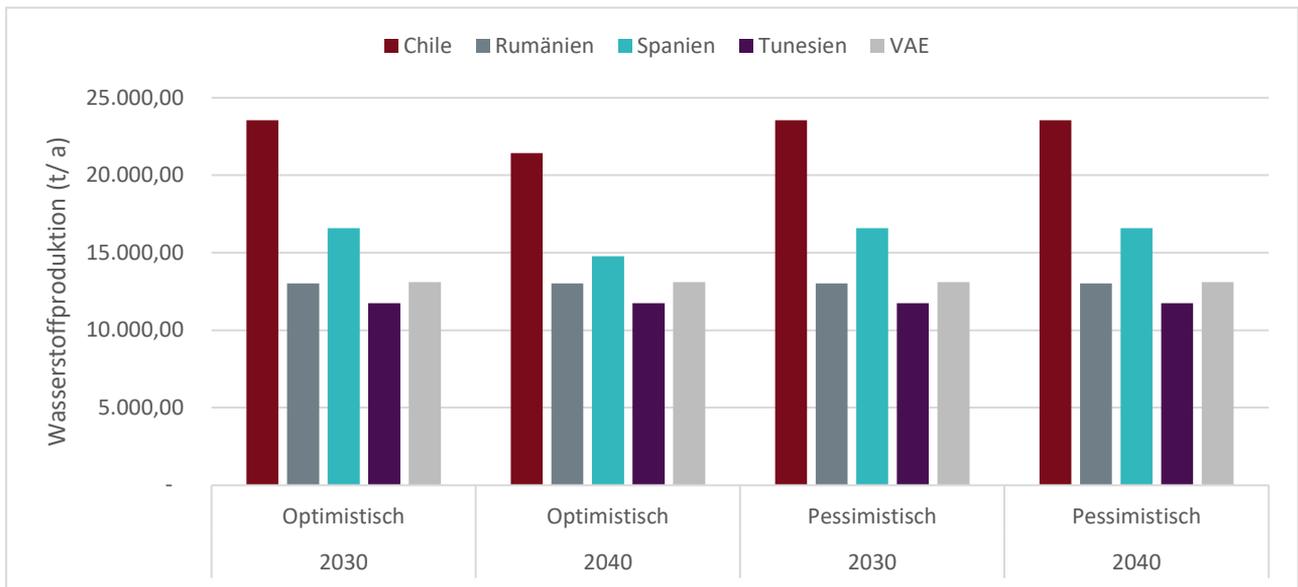


Abbildung 3-10 Menge an produziertem Wasserstoff pro Jahr, in den unterschiedlichen Ländern zu den Jahren 2030 und 2040, sowie unter Berücksichtigung der optimistischen und der pessimistischen Mindestrendite.

4 TECHNOÖKONOMISCHE ANALYSE VON TRANSPORTSZE- NARIEN

4.1 Ziele

Das Ziel dieses Kapitels ist eine techno-ökonomische Analyse der möglichen Transportszenarien für den Import von erneuerbarem Wasserstoff nach Österreich, unter Berücksichtigung unterschiedlicher Wasserstoffträger, für die Jahre 2030 und 2040. Dabei werden für die betrachteten Exportländer konkrete Transportrouten erarbeitet und die entsprechenden Prozessketten der Wasserstoffträger präzisiert, um die Frage nach den Kosten für importierten Wasserstoff und das zukünftige Kostenreduktionspotential zu beantworten.

4.2 Annahmen & Randbedingungen

4.2.1 Transportszenarien

Für den Transport von Wasserstoff werden flüssiger Wasserstoff (LH₂), Ammoniak, flüssige organische Wasserstoffträger (Liquid Organic Hydrogen Carriers, LOHC) und gasförmiger Wasserstoff (g-H₂) berücksichtigt. Der Transport von Wasserstoff aus Chile und den VAE wurde per Schiff mit verschiedenen Wasserstoff-Trägern betrachtet. Länder in geografischer Nähe zu Europa bzw. Österreich wurden mittels Pipelinetransport von gasförmigem Wasserstoff abgebildet. Als zusätzliche Transportoption wurde für Rumänien der Binnenschifftransport entlang der Donau, basierend auf der Initiative des Verbund *Green Hydrogen @ Blue Danube* [13], betrachtet. Tabelle 4-1 zeigt die gewählten Transportszenarien als Kombination aus Untersuchungsländern, Wasserstoff-Trägern und Transportarten.

Tabelle 4-1: Transportszenarien als Kombination aus Untersuchungsländern, Wasserstoff-Trägern und Transportarten

Land	Schifftransport LH ₂	Schifftransport Ammoniak	Schifftransport LOHC	Binnenschifftrans- port LOHC	Pipeline g-H ₂
Rumänien				X	
Chile	X	X	X		
Spanien					X
Tunesien					X
VAE	X	X	X		

4.2.2 Prozessketten nach Transportarten

Abbildung 4-1 bis Abbildung 4-3 skizzieren die Prozessketten der verschiedenen Wasserstoff-Träger für den Schifftransport, Binnenschifftransport und Pipelinetransport. Die jeweils benötigten Komponenten werden im Kapitel 4.2.4 näher erläutert. Für den Hochsee-Schifftransport werden drei unterschiedliche Wasserstoff-Träger modelliert. Beim Binnenschifftransport wird ausschließlich LOHC als Wasserstoff-Träger betrachtet. Im Gegensatz zum Schiff- und Binnenschifftransport benötigt der Pipelinetransport mit gasförmigem Wasserstoff keine Umwandlungsprozesse. Im Fall von Tunesien wird eine zusätzliche Offshore-Pipeline modelliert, die Tunesien mit Italien verbindet.

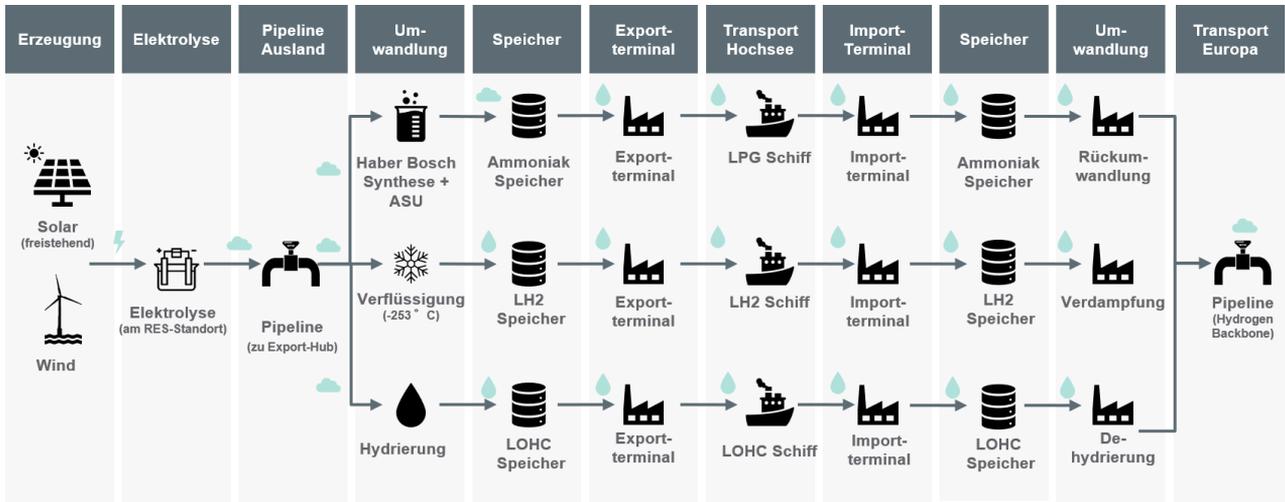


Abbildung 4-1: Prozessketten der verschiedenen Wasserstoff-Träger für den Schiffftransport und deren Komponenten

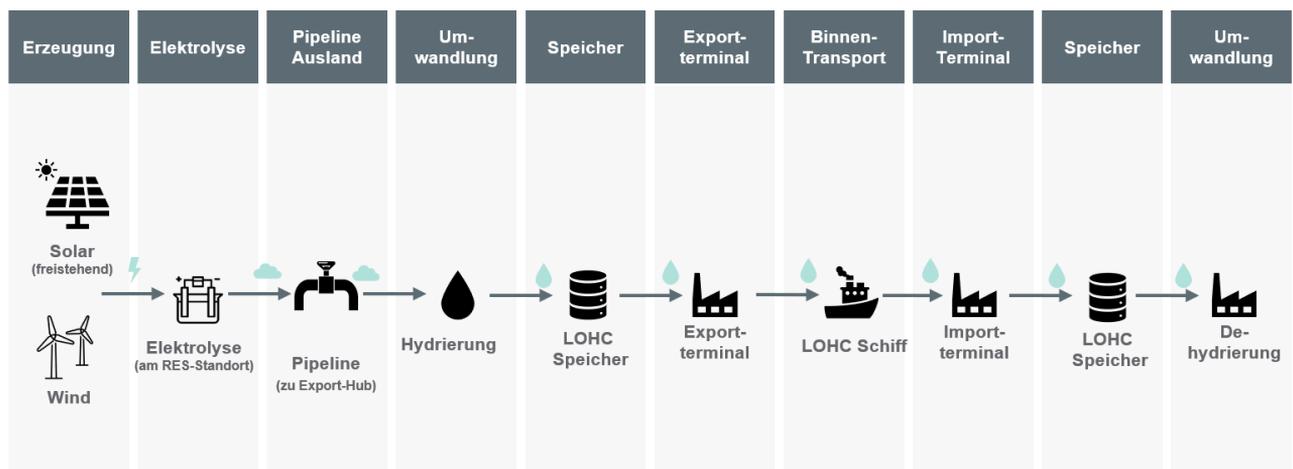


Abbildung 4-2: Prozessketten für den LOHC Binnenschiffftransport und deren Komponenten

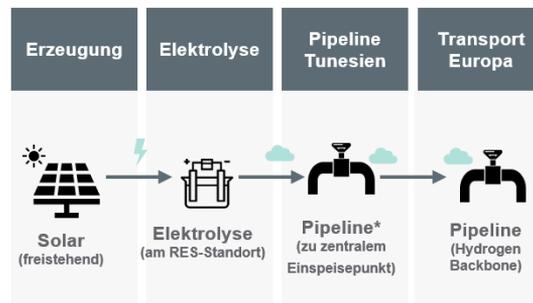


Abbildung 4-3: Prozesskette für den Transport von gasförmiger Wasserstoff mit Pipeline und deren Komponenten

4.2.3 Transportrouten

Der Transport von Spanien erfolgt ausschließlich über eine Wasserstoff-Pipeline (European Hydrogen Backbone). Da der European Hydrogen Backbone gemäß aktueller Planung im Jahr 2030 noch eine Lücke nördlich von München aufweist [12], wird der Wasserstoff im Jahr 2030 über Tschechien und die Slowakei bis nach Baumgarten transportiert. Bis 2040 soll diese Lücke geschlossen werden, wodurch die Transportdistanz aus Westen bzw. Südwesten kürzer wird. Der Transport von Tunesien nach Österreich erfolgt über eine Offshore- Wasserstoff-Pipeline und den European Hydrogen Backbone in Italien. Tabelle 4-2 zeigt die konkreten Transportrouten, Projektstandorte, Einspeisepunkte und Distanzen für den Wasserstoff-Pipelinetransport von Spanien und Tunesien nach Österreich.

Tabelle 4-2: Konkrete Transportroute, Projektstandort, Einspeisepunkte und Distanzen für den Wasserstoff-Transport von Spanien und Tunesien nach Österreich

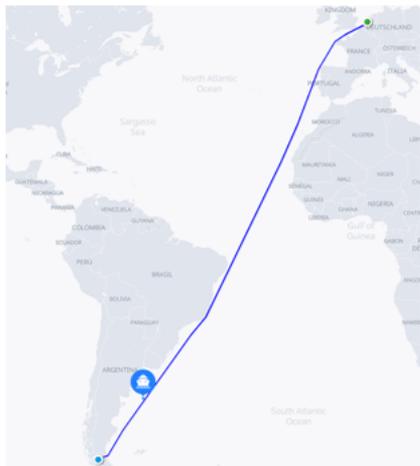
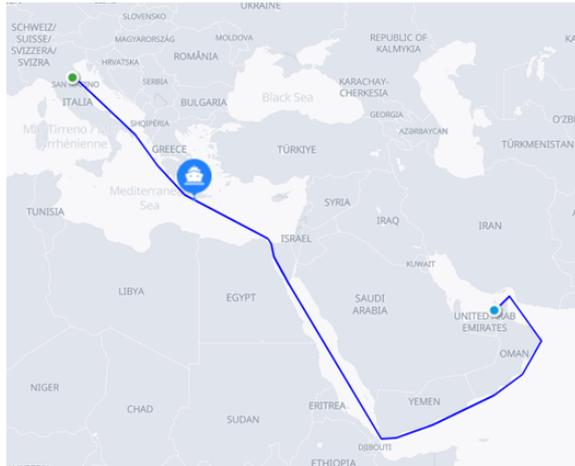
	Spanien	Tunesien
Route	 <p>Pipelineroute Spanien [12]</p>	 <p>Pipelineroute Tunesien [12]</p>
Projektstandort	Zaragoza	Tunis
Länge Zuleitung	100 km	100 km
Einspeisepunkte Offshore-Pipeline	-	El-Haouaria
Länge Offshore-Pipeline	-	155 km
Einspeisepunkt EHB	Zaragoza	Mazara del Vallo
Wasserstoff-Pipeline-Distanz	2030: 2.300 km 2040: 2.000 km	1.650 km
Übergabepunkt Österreich	2030: Baumgarten 2040: Überackern	Arnoldstein

Der Transport von Chile nach Österreich erfolgt per Schiff über den Atlantik zu einem großen Wasserstoff-Hub im Hafen von Rotterdam.

Für den Transport von den VAE nach Österreich wurde eine Schiffroute über das Rote Meer und Mittelmeer bis nach Ravenna gewählt. Ravenna bietet gute Voraussetzungen als möglicher Import-Hub für Wasserstoff aus dem Mittelmeerraum und dem Nahen Osten, da es über ein bestehendes LNG-Terminal verfügt [30] und eine Anbindung an den European Hydrogen Backbone bereits für 2030 geplant ist [12]. Andere mögliche Import-Hubs für diese Route wären der Hafen Triest (Italien) oder das LNG Terminal Krk (Kroatien), die jedoch im Rahmen dieser Studie nicht näher betrachtet wurden³. Tabelle 4-3 zeigt die konkreten Transportrouten, Projektstandorte, Export- und Import-Hubs, sowie Distanzen für den Wasserstoff-Transport von Chile und den VAE nach Österreich.

³ Der Hafen Triest hat aktuell keine LNG Infrastruktur und vom LNG Terminal Krk sind keine ausreichenden Gasübertragungskapazitäten nach Österreich verfügbar. Dies erschwert auch die künftige Errichtung einer Wasserstoff-Infrastruktur.

Tabelle 4-3: Konkrete Transportroute, Projektstandort, Export- und Import-Hub, sowie Distanzen für den Wasserstoff-Transport von Chile und den VAE nach Österreich

	Chile	VAE
Schiffsrouten	 Schiffsrouten Chile [31]	 Schiffsrouten VAE [31]
Projektstandort	Punta Arenas	Abu Dhabi
Länge Zuleitung	100 km	100 km
Export-Hub	Punta Arenas	Abu Dhabi
Transportdistanz	13.800 km	7.800 km
Import-Hub	Rotterdam	Ravenna
Wasserstoff-Pipeline-Distanz	2030: 1.150 km 2040: 900 km	350 km
Übergabepunkt Österreich	2030: Baumgarten 2040: Überackern	Arnoldstein

Für den Transport von Rumänien nach Österreich wird eine Binnenschiffroute über die Donau bis nach Wien modelliert. Im Gegensatz zu den anderen Transportrouten wird hierbei keine Pipeline benötigt, da der Wasserstoff (in Form von LOHC) direkt nach Wien transportiert wird. Dadurch ist im Unterschied zu anderen Routen ein Import-Hub (mit entsprechender Infrastruktur) innerhalb Österreichs nötig. Tabelle 4-4 zeigt die konkrete Transportroute, den Projektstandort, nötige Export- und Import-Hubs, sowie Distanzen für den Wasserstoff-Transport von Rumänien nach Österreich.

Tabelle 4-4: Konkrete Transportroute, Projektstandort, Export- und Import-Hub, sowie Distanzen für den Wasserstoff-Transport von Rumänien nach Österreich

	Rumänien
Route	 Binnenschiffsrouten Rumänien [32]
Projektstandort	Constanta

Rumänien	
Länge Zuleitung	100 km
Export-Hub	Constanta
Distanz Binnenschiffroute	1.650 km
Import-Hub	Wien

4.2.4 Beschreibung der Komponenten, Kostenannahmen & Inputparameter der Transportmodellierung

Dieses Kapitel enthält die Darstellung der Kostenannahmen sowie eine Beschreibung der verschiedenen, für den Transport benötigten Prozessketten und deren Komponenten. Dabei werden die Spezifika der unterschiedlichen Wasserstoff-Träger beschrieben sowie Vor- und Nachteile herausgearbeitet. Die Inputparameter der Transportmodellierung finden sich jeweils im Anhang in Tabelle 12-6 bis Tabelle 12-26.

Wasserstoff-Pipeline im Exportland

Die Modellierung basiert auf der Annahme einer 100 km langen, neugebauten Wasserstoff-Pipeline zwischen dem Produktionsstandort und dem zentralen Export-Hub im Exportland. Diese Komponente ist bei allen betrachteten Szenarien ident abgebildet.

Grundlegend ist über diese Technologie folgendes festzuhalten: Wasserstoff -Pipelines sind etablierte Technologien – im Jahr 2016 waren weltweit etwa 4.500 km in Betrieb [20] mit einem Technology Readiness Level (TRL) von 9. Die Kosten der Pipelines skalieren sehr stark mit der Distanz und dem Durchmesser. Durch die Umrüstung bestehender Gasinfrastruktur können die Investitionskosten um etwa 60 – 90% reduziert werden [21]. Neben der Leitung wird ein Kompressor zur Befüllung sowie Druckhaltestationen entlang der Pipeline benötigt.

Pipeline-Kompressor im Exportland

Ein Kompressor wird benötigt, um Wasserstoff auf Betriebsdruck der Pipeline zu verdichten. Für die Modellierung wurde die benötigte Kompressorleistung über die Wasserstoff-Transportleistung der Pipeline und den Energiebedarf für die Kompression ermittelt. Dabei sind die Kosten unabhängig von der Pipelinelänge. Insbesondere bei kurzen Pipelines kann der Kompressor daher einen großen Anteil an den Gesamtkosten (für den Pipelinetransport) haben.

Binnentransport innerhalb Europas

Für den Binnentransport innerhalb Europas wird ein ausgebautes Wasserstoff-Pipelinesystem nach den Plänen des European Hydrogen Backbone für die Jahre 2030 und 2040 angenommen [12]. Das geplante Netz bindet Österreich 2030 in Arnoldstein und Baumgarten an die Transportnetze der Nachbarstaaten an. 2040 ist ein weiterer Anschluss an das deutsche Netz in Überackern geplant, wodurch die Transportdistanzen einzelner Routen geringfügig sinken. Die Modellierung des Binnentransports basiert auf Kostenannahmen zu den Transportkosten des European Hydrogen Backbone Konsortiums [12].

Flüssigwasserstoff

Für den Transport als Flüssigwasserstoff (LH₂) muss Wasserstoff im Exportland unter Stromeinsatz bei sehr niedrigen Temperaturen verflüssigt werden. Bis zur Verladung auf Schiffe im Export-Terminal wird Flüssig-Wasserstoff in großen, isolierten Tanks gespeichert, wobei es zu Boil-off Verlusten kommt. Im Vergleich zu anderen Wasserstoff-Trägern haben die Transportschiffe kleinere Transportkapazitäten, da spezielle Tanks benötigt werden, welche die niedrige Temperatur halten können [33]. Im Import-Terminal wird Flüssig-Wasserstoff entladen und in Tanks zwischengespeichert, um nach der Verdampfung als gasförmiger Wasserstoff weiter transportiert zu werden. Eine Übersicht der Vor- und Nachteile des Transports von Flüssigwasserstoff sind in Tabelle 4-5 aufgelistet.

Tabelle 4-5: Vor- und Nachteile des Transportes von Flüssigwasserstoff

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> • CO₂-freier Wasserstoff-Träger • Transport von reinem Wasserstoff - keine Umwandlungstechnologien nötig • Geringer Energiebedarf im Importland für die Verdampfung 	<ul style="list-style-type: none"> • Verflüssigungstemperatur von -253°C • Hoher Energiebedarf für Verflüssigung • Hohe Boil-off Verluste (bis zu 0,25 % pro Tag) • Aktuell nur kleine Anlagen der benötigten Infrastruktur verfügbar • Schiffstransport noch nicht kommerziell und teuer

Abbildung 4-4 zeigt die Prozesskette für den Schifftransport von Flüssigwasserstoff. Die einzelnen Komponenten sind mit Annahmen zur Modellierung in Tabelle 4-6 näher beschrieben. Während wichtige Komponenten entlang der Kette im kleinen Maßstab bereits kommerzialisiert sind (z.B. Verflüssigungsanlagen), ist das bei Anlagen im größeren Maßstab noch nicht der Fall [21]. Zusätzlich befinden sich Flüssig-Wasserstoff-Schiffe erst im Prototypenstadium.



Abbildung 4-4: Prozesskette für den Schifftransport von Flüssigwasserstoff

Tabelle 4-6: Details zu den einzelnen Komponenten für den Transport von Flüssig-Wasserstoff

Komponente	Details
Verflüssigung	<ul style="list-style-type: none"> • Die Verflüssigung von Wasserstoff findet bei -253°C statt • Ein hoher externer Energieinput (Strom) für Kompressoren und Kälteaggregate von 10-15 kWh/kg H₂ [21] ist notwendig • Kleinere Anlagen (bis 10 t/d) sind bereits kommerzialisiert mit Anwendungen in Halbleiterindustrie, Militär & Raumfahrt [21] und weisen ein TRL von 9 auf [20] • Große Anlagen ab 500 t/d sind erst im Prototypenstadium (TRL 3-4 bzw. 7 [21])
Speicher	<ul style="list-style-type: none"> • Speicher sind zur Pufferung der Produktion bis zur Verladung auf Schiffe notwendig und bestehen aus großen, isolierten (doppelwandig mit Vakuum) Tanks mit sphärischem Aufbau [21] • Ein teilweises Verdampfen des Wasserstoffes (Boil-off) führt zu Verlusten von bis zu 0,25 % pro Tag [21] • Energiebedarf besteht hauptsächlich für Pumpen und weitere Zusatzaggregate • Das TRL liegt bei 9 [15] • Die Speicherdimensionierung wird für Modellierung in derselben Größe wie entsprechende Schiffskapazität angesetzt • Der Speicher wird linear beladen und bei Schiffankunft vollständig entleert. Zur Berechnung der Verluste wurde daher ein konstant halbvoller Speicherstand angenommen
Terminal	<ul style="list-style-type: none"> • Zur Verladung des Flüssigwasserstoffs auf Schiffe ist ein Export-Terminal bzw. Import-Terminal nötig • Neben den Speichertanks und der zusätzlichen Infrastruktur (Pumpen, Rohrleitungen, etc.) wird ein Anlegesteg (Jetty) benötigt • Abgesehen von den Speichertanks ist der Aufbau des Terminals analog zu LNG-Terminals

Komponente	Details
	<ul style="list-style-type: none"> Für die Modellierung wurden Kosten eines LNG-Terminals (ohne Speicher) herangezogen Der Energiebedarf für die Verladung ist beim Speicher berücksichtigt
Verschiffung	<ul style="list-style-type: none"> Konzepte für zukünftige, kommerzielle Schiffe gehen von Kapazitäten bis zu 12.000 t Wasserstoff aus [21] Benötigte Speichertanks haben ca. 5-faches Gewicht der speicherbaren Wasserstoff-Menge [33], resultierend in kleineren Transportmenge als bei anderen Wasserstoff-Trägern Im Vergleich transportieren große LNG-Tanker (180.000 m³) etwa 80.000 t Der Transport von Flüssig-Wasserstoff per Schiff ist noch nicht kommerzialisiert. Aktuell ist weltweit ein Schiff mit einer Kapazität von ca. 90 t in Betrieb [34] Das TRL liegt bei 7 [20] Zur Modellierung wird der Antrieb 2030 mit Schweröl und 2040 mit Wasserstoff angenommen. Boil-off Verluste können im Jahr 2040 zum Antrieb genutzt werden.
Verdampfung	<ul style="list-style-type: none"> Für den Binnentransport über Pipelines muss Flüssig-Wasserstoff wieder verdampft werden Als Wärmequelle kann Meerwasser genutzt werden, wodurch der externe Energieinput (Strom für Pumpen) sehr gering ausfällt Eine Umrüstung bestehender LNG-Infrastruktur ist naheliegend. Typische LNG-Regasification-Terminals haben eine Leistung von 9,5 GW [21] Aktuell noch keine großen Anlagen in Betrieb Das TRL liegt wie folgt <ul style="list-style-type: none"> Kl. Anlagen (bis 10 t/d): 9 [21] Gr. Anlagen (ab 500 t/d): 7 [21]

Ammoniak

Ammoniak (NH₃) wird aus Stickstoff (aus einer Luftzerlegungsanlage) und Wasserstoff mittels Haber-Bosch Synthese hergestellt. Zur Speicherung als Flüssigkeit gibt es zwei Optionen: Abkühlen auf ca. -33°C bei Atmosphärendruck oder eine Erhöhung des Drucks auf ca. 6 bar bei Umgebungstemperatur. Ein großer Vorteil beim Transport von Ammoniak ist die Möglichkeit, auf bestehende Infrastruktur (LPG-Tanker) zurückzugreifen. Im Import-Hub wird Ammoniak gespeichert und bei hoher Temperatur (bis zu 900°C) in einem Cracker zu Wasserstoff umgesetzt. Alternativ kann Ammoniak auch weitertransportiert und direkt eingesetzt werden, beispielsweise in der Düngemittelproduktion. Tabelle 4-7 enthält eine Übersicht der Vor- und Nachteile zur Nutzung von Ammoniak als Träger für den Wasserstofftransport.

Tabelle 4-7: Vor- und Nachteile des Transportes von Ammoniak

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> CO₂-freier Wasserstoff-Träger Hoher Massenanteil an Wasserstoff (ca. 17%) Bestehendes internationales Handel- und Transportnetzwerk Technologien in großem Maßstab etabliert Einfacher Transport ohne große Verluste Direkter stofflicher Bedarf in Industrie 	<ul style="list-style-type: none"> Giftiger Luftschadstoff Hoher Energiebedarf bei Rückumwandlung im Importland Gasaufbereitung nach Rückumwandlung nötig Schiffsantrieb mit Ammoniak noch nicht kommerzialisiert

Abbildung 4-5 zeigt die Prozesskette für den Schiffftransport von Ammoniak, die einzelnen Komponenten sind mit Annahmen zur Modellierung in Tabelle 4-8 näher beschrieben.



Abbildung 4-5: Prozesskette für den Schifftransport von Ammoniak

Tabelle 4-8: Details zu den einzelnen Komponenten für den Transport von Ammoniak

Komponente	Details
Synthese	<ul style="list-style-type: none"> Die Haber-Bosch Synthese ist eine etablierte Technologie für weltweite Ammoniakproduktion. Synthese findet bei hohem Druck (300 bar) und hohen Temperaturen (450°) mit anschließender Verflüssigung statt. Es handelt sich um eine exotherme Reaktion mit Wärmeverlusten im Reaktor. Externer Energieinput (Strom) für Luftzerlegung, Kompressoren und Kälteaggregate von 0,4 - 2 kWh/kgNH₃ [21] ist notwendig. Das TRL liegt bei 9 [21]. Die Nutzung der anfallenden Wärme ist möglich, wurde in Modellierung aber nicht berücksichtigt.
Speicher	<ul style="list-style-type: none"> Speicher sind zur Pufferung der Produktion bis zur Verladung auf Schiffe notwendig. Die Speicherung wird bei -33°C und Atmosphärendruck ähnlich zu LPG [21] realisiert. Ein teilweises Verdampfen von Ammoniak (Boil-off) führt zu Verlusten. Der Energiebedarf entsteht hauptsächlich für Pumpen und weitere Zusatzaggregate. Das TRL liegt bei 9 [15]. Die Speicherdimensionierung für Modellierung wird in derselben Größe wie entsprechende Schiffskapazität angesetzt. Der Speicher wird linear beladen und bei Schiffankunft vollständig entleert. Zur Berechnung der Verluste wurde daher ein konstant halbvoller Speicherstand angenommen.
Terminal	<ul style="list-style-type: none"> Zur Verladung des Ammoniaks auf Schiffe ist ein Export-Terminal bzw. Import-Terminal nötig. Neben den Speichertanks und der zusätzlichen Infrastruktur (Pumpen, Rohrleitungen, etc.) wird ein Anlegesteg (Jetty) benötigt. Abgesehen von den Speichertanks ist der Aufbau des Terminals analog zu LNG-Terminals. Für die Modellierung wurden daher Kosten eines LNG-Terminals (ohne Speicher) herangezogen. Der Energiebedarf für die Verladung ist beim Speicher berücksichtigt.
Verschiffung	<ul style="list-style-type: none"> Transport von großen Mengen über lange Distanzen wird in gekühlten (fully-refrigerated) Transportschiffen durchgeführt. Ammoniak wurde im Jahr 2019 in 71 LPG-Tankern mit Kapazitäten bis zu 40.000 t transportiert [35]. Zukünftig ist Transport auch in größeren Dimensionen (80.000 m³ bzw. 60.000 t) möglich. Verwendung von Ammoniak als Treibstoff für Schiffe ist noch nicht kommerzialisiert. Das TRL für Schiffstransport liegt bei 9 [21]. Das TRL für den Schiffsantrieb mit Ammoniak bei 7 [21].

Komponente	Details
	<ul style="list-style-type: none"> • Zur Modellierung wird der Antrieb 2030 mit Schweröl und 2040 mit Ammoniak angenommen. Boil-off-Verluste können im Jahr 2040 zum Antrieb genutzt werden.
Cracker	<ul style="list-style-type: none"> • Für den Binnentransport wird Ammoniak wieder zu Wasserstoff konvertiert. • Die Umkehrreaktion zur Synthese ist endotherm und benötigt externe Wärmezufuhr bei hoher Temperatur (bis zu 900°C) [21]. • Eine nachgeschaltete Gasaufbereitung für reinen Wasserstoff-Strom nötig, wobei Abgas (Gemisch aus NH₃ + H₂) zur Wärmezufuhr im Prozess genutzt wird [36]. • Eine zusätzlich nötige Beimischung von reinem Wasserstoff zur Wärmezufuhr verringert Umwandlungsrate. • Alternativ sind auch elektrisch beheizte Cracker möglich [37] • Das TRL liegt bei <ul style="list-style-type: none"> ○ Kl. Anlagen (bis 10 t/d): 9 [21] ○ Gr. Anlagen (ab 500 t/d): 7 [21], [15]

Flüssige organische Wasserstoffträger

Flüssige organische Wasserstoffträger (LOHC) sind Verbindungen, die Wasserstoff chemisch aufnehmen und wieder abgeben können. Viele unterschiedliche Verbindungen sind für diesen Einsatzzweck geeignet, wobei zurzeit keine klare Tendenz für einen bestimmten Träger erkennbar ist. Beispiele für mögliche Träger sind Dibenzyltoluol, Benzyltoluol und Toluol / Methylcyclohexan. Mittels Hydrierung (Aufnahme von Wasserstoff) wird der Wasserstoff an den LOHC gebunden. Bei dieser exothermen Reaktion wird Wärme im Temperaturbereich von 150 – 250°C frei, die zur Erhöhung der Gesamteffizienz des Prozesses genutzt werden sollte. Die mit Wasserstoff beladenen LOHCs können bei Atmosphärendruck in großen Öltanks gespeichert werden. Der Schiffstransport ist in Chemikalien- bzw. in Produkt- oder Rohöltanker (je nach verwendetem Träger) möglich. Die Dehydrierung (Abgabe von Wasserstoff) findet im Import-Hub bei hoher Temperatur (bis zu 300°C) und Atmosphärendruck unter externem Energieinput statt. Der entladene LOHC wird anschließend wieder ins Exportland transportiert, um zur neuerlichen Wasserstoffaufnahme verwendet zu werden. In Tabelle 3-9 sind Vor- und Nachteile zur Nutzung von LOHCs als Träger für den Wasserstofftransport aufgelistet.

Tabelle 4-9: Vor- und Nachteile für den Transport von LOHC

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> Einfache Handhabung, da wie Öl transportier- und speicherbar Mit bestehender Infrastruktur kompatibel Flüssiger Träger ohne Boil-off Verluste 	<ul style="list-style-type: none"> Wasserstoff-Träger beinhalten (fossiles) CO₂ Entladener Träger muss wieder ins Exportland transportiert werden Hoher Energiebedarf für die Dehydrierung im Importland Wasserstoff nur geringer Massenanteil von 4 – 7% in Träger Aktuell keine etablierte Technologie

Abbildung 4-6 zeigt die Prozesskette für den Schiffftransport von LOHCs, die einzelnen Komponenten sind mit Annahmen zur Modellierung in Tabelle 4-10 näher beschrieben. Da der Transport von LOHCs auch über eine Binnenschiffroute abgebildet wurde, wird bei der Komponente *Verschiffung* zwischen den beiden unterschiedlichen Schiffsarten unterschieden.



Abbildung 4-6: Prozesskette für den Schiffftransport von LOHC

Tabelle 4-10: Details zu den einzelnen Komponenten für den Transport von LOHC

Komponente	Details
Verwendeter Träger	<ul style="list-style-type: none"> Unterschiedliche LOHCs haben verschiedene Eigenschaften (Wasserstoff - Dichte, Energiebedarf für Hydrierung / Dehydrierung, etc.). Für die Modellierung wurde Dibenzyltoluol (DBT) als Träger festgelegt. DBT ist ungiftig und nur schwer entflammbar. DBT hat eine vergleichsweise hohe Speicherdichte mit Wasserstoff-Massenanteil von 6,2%. Durch Nebenreaktionen und beim Transfer zwischen Speicher und Schiff kommt es zu Verlusten von LOHC. Verluste werden den Komponenten zugeschrieben, die LOHC speichern (Speicher und Schiff).
Hydrierung	<ul style="list-style-type: none"> Die Hydrierung läuft bei hohem Druck (bis 70 bar) und Temperaturen (bis 250°) ab [21] und ist eine exotherme Reaktion mit Wärmeüberschuss. Externer Stromeinsatz ist für Hilfsaggregate notwendig. Kleinere Anlagen sind bereits in Betrieb, aber nicht kommerzialisiert. Das TRL liegt bei <ul style="list-style-type: none"> Kl. Anlagen (bis 10 t/d): 7 [21] Gr. Anlagen (ab 500 t/d): 5 [21], [15] Eine Nutzung der anfallenden Wärme ist möglich, wurde in Modellierung aber nicht berücksichtigt.
Speicher	<ul style="list-style-type: none"> Es werden zwei Speicher pro Terminal benötigt: jeweils für dehydrierten und hydrierten Träger. Die Speicherung erfolgt in Produkt- bzw. Rohöltanks. Energiebedarf hauptsächlich für Pumpen und weitere Zusatzaggregate Das TRL liegt bei 9 [15]. Die Speicherdimensionierung für die Modellierung wird in derselben Größe wie entsprechende Schiffskapazität angesetzt.

Komponente	Details
Terminal	<ul style="list-style-type: none"> • Zur Verladung der LOHCs auf Schiffe ist ein Export-Terminal bzw. Import-Terminal nötig • Neben den Speichertanks und der zusätzlichen Infrastruktur (Pumpen, Rohrleitungen, etc.) wird ein Anlegesteg (Jetty) benötigt • Abgesehen von den Speichertanks ist der Aufbau des Terminals analog zu LNG-Terminals • Für die Modellierung wurden daher Kosten eines LNG-Terminals (ohne Speicher) herangezogen • Der Energiebedarf für die Verladung ist beim Speicher berücksichtigt
Verschiffung	<ul style="list-style-type: none"> • Hochsee-Schiffroute: Der Transport findet in großen Produkt- bzw. Rohöltankern bei angenommenen Kapazitäten von 55.000 t (2030) und 110.000 t (2040) mit Schiffen der Klasse Aframax [21] statt • Binnenschiffroute: Der Transport findet in Produkt- bzw. Rohöltankern entlang der Donau bei angenommenen Kapazitäten von 2.000 t (2030) und 3.000 t (2040) mit Donautankschiffen [38] statt. • Die hohe Beladung (dehydrierter LOHC mit 94% der Masse des hydrierten Zustands) auch bei der Rückfahrt resultiert in einem höherem Treibstoffbedarf. • Zur Modellierung wird der Antrieb 2030 mit Schweröl und 2040 mit Wasserstoff aus Dehydrierungsanlage an Bord angenommen • Das TRL liegt bei <ul style="list-style-type: none"> ○ Schiffstransport: 9 [21] ○ Schiffsantrieb mit Wasserstoff: 6 [21]
Dehydrierung	<ul style="list-style-type: none"> • Für den Binnentransport wird LOHC im Import-Terminal dehydriert, um Wasserstoff abzutrennen. • Umkehrreaktion zur Hydrierung ist endotherm und benötigt externe Wärmezufuhr bei hoher Temperatur (ca. 300°C) und Atmosphärendruck [21] • Die nachgeschaltete Gasaufbereitung ist für reinen Wasserstoff-Strom nötig, wobei das Abgas zur Wärmezufuhr im Prozess genutzt werden kann [21] • Für die Modellierung wurde angenommen, dass die Wärmebereitstellung für den Prozess durch einen Teil des transportierten Wasserstoffs sichergestellt wird. Dadurch ist die Umwandlungsrate der Reaktion verringert. • Strombedarf ist hauptsächlich durch nachfolgende Verdichtung des Wasserstoff gegeben [21] • Das TRL liegt bei <ul style="list-style-type: none"> ○ Kl. Anlagen (bis 10 t/d): 7 [21] ○ Gr. Anlagen (ab 500 t/d): 5 [15], [21]

4.3 Ökonomische Inputannahmen und Methodik zum Transport

4.3.1 Ökonomische Inputannahmen und Analyserahmen

Die Analyse der Transportszenarien basiert auf dem optimistischen und pessimistischen Szenario aus der Modellierung der Bezugsquellen (siehe Kapitel 3.3.1) und werden wie folgt erweitert:

- **Pessimistisch:** Dieses Szenario stellt das obere Ende der Preisskala dar und ist durch geringe Verfügbarkeit der Transporttechnologien aufgrund schleppenden Markthochlaufs, beschränkten Lerneffekten sowie geringen marktweiten Skaleneffekten gekennzeichnet.
- **Optimistisch:** Dieses Szenario stellt das untere Ende der Preisskala dar und ist durch hohe Verfügbarkeit der benötigten Transporttechnologien aufgrund schnellen Markthochlaufs, hohen Lerneffekten sowie großen marktweiten Skaleneffekte gekennzeichnet.

Die Szenarien variieren im Hinblick auf Investitions- und Betriebskosten (Strom- & Treibstoffkosten) sowie WACC, Lebensdauern und Skaleneffekten. Gleich wie in Kapitel 3.3.1 sind sämtliche Preisannahmen sowie die WACC in konstanten Geldeinheiten bzw. als inflationsbereinigt zu verstehen.

Strompreise

Strom ist für viele Prozessschritte des Transports (Umwandlung, Speicherung, Pipeline) ein notwendiger Input. Die Preise sind über Länder hinweg konstant angenommen und reflektieren die Kosten für den Bezug eines typischen industriellen Verbrauchers auf mittlerer Netzebene inkl. Netzkosten und Steuern. Tabelle 4-11 zeigt die angenommenen Strompreise für 2030 und 2040 im optimistischen und pessimistischen Szenario in €/MWh, die im Einklang mit typischen Marktpreisen der letzten Jahre für die untersuchten Ländern sind [39]–[42].

Tabelle 4-11: Strompreise für 2030 und 2040 im optimistischen und pessimistischen Szenario in €/MWh

Szenario	2030	2040
Optimistisch	80	80
Pessimistisch	120	120

Treibstoff

Als Treibstoff für Ammoniak- bzw. LOHC-Transportschiffe wird im Jahr 2030 Schweröl (Heavy Fuel Oil, HFO) angenommen. Die Kosten für HFO orientieren sich stark am Preis für Rohöl und lagen in den letzten Jahren zwischen 0,2 – 0,6 €/l [43]. Im Jahr 2040 erfolgt der Schiffsantrieb mit dem jeweiligen Transportgut, im Fall von LOHC erfolgt die Dehydrierung am Schiff unter günstigen Effizienzbedingungen. Tabelle 4-12 zeigt den Schiffdieselpreis für 2030 im optimistischen und pessimistischen Szenario in €/l.

Tabelle 4-12: Schiffdieselpreis für 2030 im optimistischen und pessimistischen Szenario in €/l

Szenario	2030
Optimistisch	0,3
Pessimistisch	0,5

4.3.2 Ansätze der Kostenkalkulation und Dimensionierung der Komponenten

Je nach Komponente in der Prozesskette kommen verschiedene Ansätze zur Kostenkalkulation zum Einsatz. Tabelle 4-13 gibt einen Überblick über die verschiedenen Ansätze zur Kostenkalkulation und beinhaltet eine kurze Beschreibung dieser.

Tabelle 4-13: Ansätze zur Kostenkalkulation und deren Beschreibung

Ansätze zur Kostenkalkulation	Beschreibung	Anwendung auf Komponenten
Volle Kostenkalkulation für eine dezidierte Dimensionierung	Vollumfängliche Berücksichtigung (CAPEX, OPEX, Variable Kosten, Nutzungsdauer) mit expliziter Berücksichtigung der Auslastung Anmerkung: Die Auslastung der jeweiligen Komponente ergibt sich aufgrund der gewählten Größe (z.B. 250 MW) sowie der Ressourcenverfügbarkeit (z.B. Windpotenzial)	<ul style="list-style-type: none"> • Stromerzeugung • Elektrolyse
Aliquote Kosten für eine geteilte Infrastruktur	Vollumfängliche Kostenkalkulation (CAPEX, OPEX, Variable Kosten, Nutzungsdauer) ohne explizite Berücksichtigung der Auslastung Anmerkung: Bestimmte Komponenten können nicht in beliebiger Größe errichtet werden. Die spezifischen Kosten dieser Komponenten werden daher für eine	<ul style="list-style-type: none"> • Pipeline (Ausland und Offshore) • Umwandlungsprozesse • Speicher

Ansätze zur Kostenkalkulation	Beschreibung	Anwendung auf Komponenten
	Auslastung von 90% ermittelt und aliquot dem Projekt zugerechnet, Z.B. erfolgt eine vollumfängliche Kostenkalkulation für die Pipeline im Exportland, die entsprechenden Gesamtkosten werden jedoch nicht einem einzelnen Projekt zugeordnet.	<ul style="list-style-type: none"> Terminal Schiff
Allgemeine spezifische Kosten	<p>Spezifische Kosten (€/km/kg H₂) aus der Literatur, ohne Bezug auf die Erzeugungsmenge</p> <p>Anmerkung: Für geplante Infrastrukturprojekte (insb. European Hydrogen Backbone) erfolgt keine vollumfängliche Kostenkalkulation oder implizite Annahme über die Auslastung und damit Fixkostenzurechnung. Stattdessen werden Werte aus bereits bestehenden Quellen herangezogen</p>	<ul style="list-style-type: none"> Pipeline (Europa)

Für die Stromerzeugung wird eine explizite Projektgröße mit einer Nennleistung von 250 MW angenommen, die Elektrolyse wird dabei so dimensioniert, dass die Wasserstoff-Gestehungskosten minimal werden (siehe Kapitel 3.3 und 3.5.2). Für alle weiteren Komponenten werden die Kosten dem Projekt aliquot zugerechnet, womit implizit eine volle Auslastung der Anlagen durch weitere Projekte angenommen wird.

Die angenommenen Projektgrößen der geteilten Infrastruktur ergeben sich aus der Festlegung der Pipelinegröße im Exportland mit 250 MW im Jahr 2030 und 500 MW im Jahr 2040. Aufgrund der Verluste von Wasserstoff bei den einzelnen Komponenten entlang der Route können Speicher und Umwandlungsanlage im Importland etwas kleiner dimensioniert werden als im Exportland. Die Terminals orientieren sich für alle Szenarien an einem LNG-Terminal mit einer Kapazität von 3 MT(LNG)/a.

4.3.3 Methodik Kostenkalkulation

Für die Kalkulation der Transportkosten werden die Kosten für jede einzelne Komponente in der Prozesskette gesondert kalkuliert. Für jede Komponente werden Investitionskosten, Betriebskosten, Lebensdauer und Verluste angesetzt. Abbildung 4-7 zeigt eine schematische Darstellung der Kostenkalkulation mit den Kosten der einzelnen Komponenten.

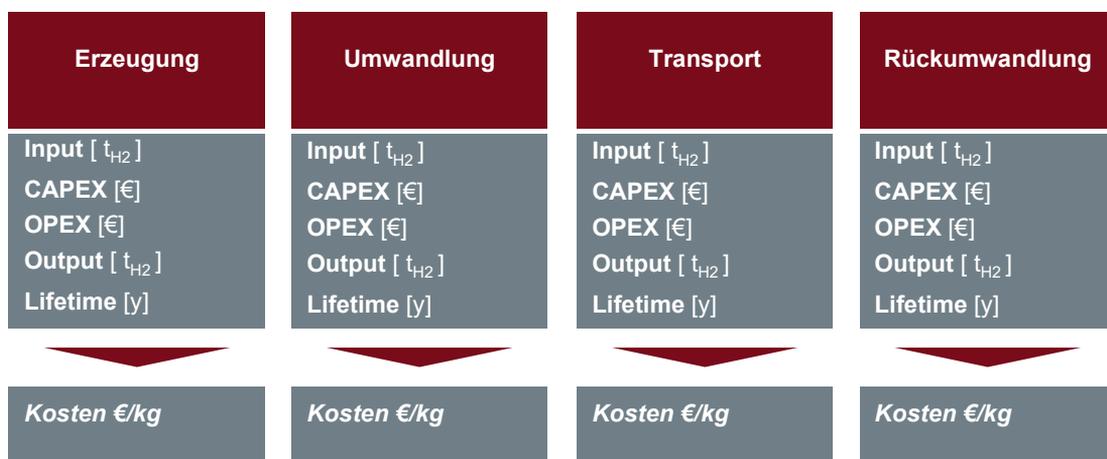


Abbildung 4-7: Kostenkalkulation mit den Kosten der einzelnen Komponenten

Die direkten spezifischen Kosten in €/kg für jede Komponente ergeben sich durch Aufsummieren der Kosten und Erzeugung über die gesamte Lebensdauer und Abzinsung gegen den WACC gemäß Formel 3-1.

In einem weiteren Schritt werden indirekte Kosten, die sich aus den verlustbehafteten Prozessschritten ergeben, ermittelt und auf die direkten Kosten aufgeschlagen. Die Gesamtkosten ergeben sich

aus der Summe von direkten und indirekten Kosten. Die indirekten Kosten errechnen sich aus den Effizienzverlusten sowie den kumulierten Kosten bis zum vorangegangenen Prozessschritt.

Die Berechnung wird anhand eines vereinfachten illustrativen Beispiels in Tabelle 4-14 erläutert, welches die Kosten sowie Mengen für einen dreiteiligen Prozess darstellt. Die finalen spezifischen Kosten von 18,25 €/kg spiegeln die Kosten des gesamten Prozesses wider und ergeben sich aus den Gesamtkosten (730 €) geteilt durch die am Ende gelieferte Menge (40 kg). Direkte Kosten entsprechen dabei nur den anfallenden Kosten des jeweiligen Prozessschrittes, z.B. $180/50 = 3,60$ €/kg im zweiten Prozessschritt. Indirekte Kosten werden aus den kumulierten Kosten bis zum vorangegangenen Prozessschritt berechnet und bepreisen den ‚verlorengegangenen‘ Aufwand aufgrund von Effizienzverlusten. Obwohl Schritt 2 geringe direkte Kosten aufweist, kommt es bei einem Verlust von 50% zu einer Verdopplung der bisherigen Kosten. Daher ergibt sich der Aufschlag als indirekte Kosten für den zweiten Prozessschritt als $4 \text{ (kumulierte Kosten Schritt 1)} / 0,5 \text{ (Effizienzverlust Schritt 2)} = 4$.

Tabelle 4-14 Illustrative Ermittlung der Gesamtkosten für drei Prozessschritte

Größe	Schritt 1	Schritt 2	Schritt 3	Gesamt
Kosten [€]	400	180	150	730
Input [kg]	100	100	50	
Effizienz	1,00	0,50	0,80	0,4
Output [kg]	100	50	40	40
Direkte Kosten [€/kg]	4,00	3,60	3,75	11,35
Indirekte Kosten [€/kg]	0,00	4,00	2,90	6,90
Kosten [€/kg]	4,00	7,60	6,65	18,25
Kumulierte Kosten [€/kg]	4,00	11,60	18,25	

4.4 Ergebnisse Transportszenarien

Im vorliegenden Abschnitt werden die Ergebnisse für unterschiedlichen Transportszenarien dargestellt und beschrieben.

4.4.1 Optimistisches Szenario 2030

Abbildung 4-8 zeigt die Kosten für den Wasserstoff-Import (in €/kg), aufgeschlüsselt in die Kostenkomponenten für alle Transportrouten, im optimistischen Fall für 2030. In diesem Szenario resultieren Schifftransportrouten in Gesamtkosten von etwa 7 – 8 €/kg, während die Kosten für europäische Pipeline-Routen rund 4 €/kg betragen. Es zeigt sich, dass der Wegfall von Umwandlungsschritten beim Pipelinetransport für Spanien und Tunesien zu deutlichen Kostenvorteilen im Vergleich zum Schifftransport führt. Chile hat gegenüber den VAE, trotz längerer Transportdistanz, Kostenvorteile aufgrund der niedrigeren Erzeugungskosten für Wasserstoff. Während beim Transport als Flüssigwasserstoff die Kosten der Umwandlung sowie Verschiffung überwiegen, sind beim Ammoniak- bzw. LOHC-Transport die Kosten der Rückumwandlung entscheidend.

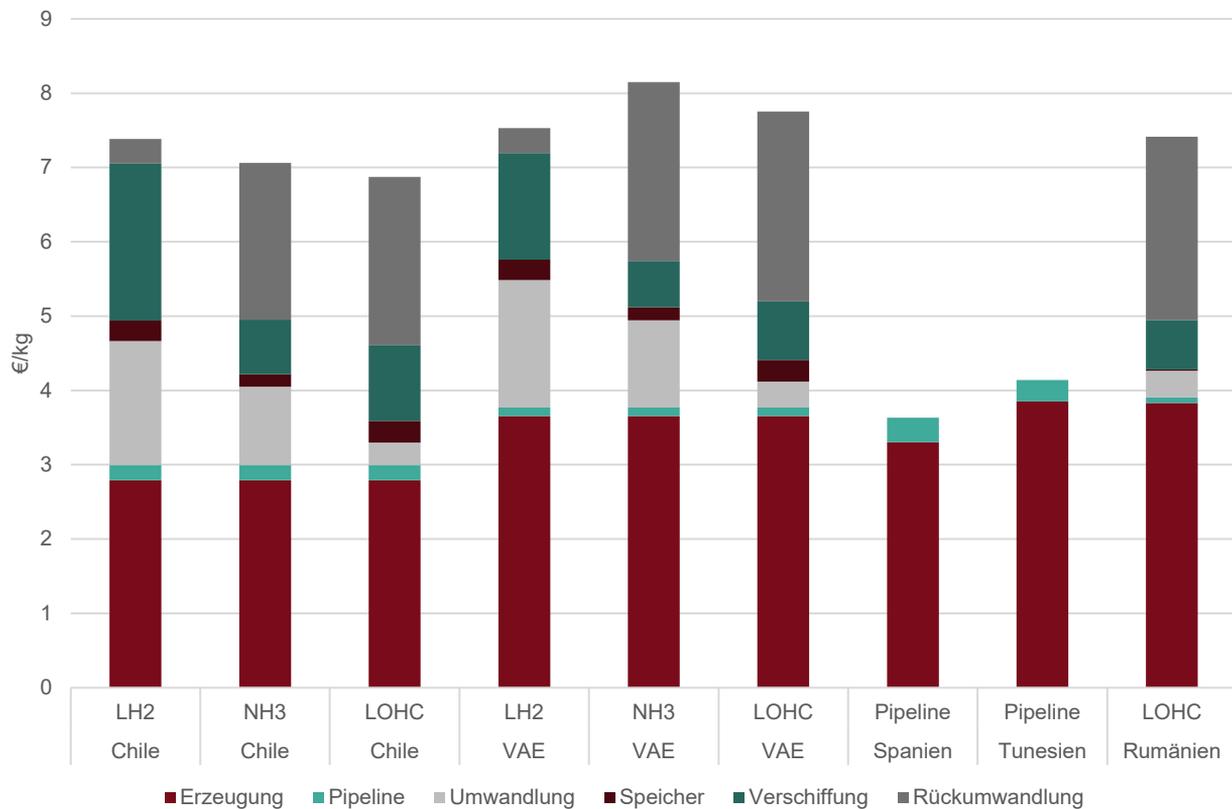


Abbildung 4-8: Kosten für den Wasserstoff-Import aller Transportrouten im optimistischen Szenario 2030

4.4.2 Optimistisches Szenario 2040

Abbildung 4-9 zeigt die Kosten für den Wasserstoff-Import (in €/kg), aufgeschlüsselt in die Kostenkomponenten für alle Transportrouten, im optimistischen Fall für 2040. Aufgrund erwarteter Kostendegressionen der Komponenten und höheren Effizienzen ergeben sich in diesem Szenario Gesamtkosten von etwa 5 – 6 €/kg für Schifftransport-Routen und rund 3 €/kg für europäische Pipeline-Routen. Die Transportkosten (inkl. Kosten für Speicherung und Rückumwandlung) haben einen Anteil an den Gesamtkosten von unter 10% bei Pipeline-Routen und 40 – 60% bei den Schifftransport-Routen. Aufgrund der angenommenen Verfügbarkeit von größeren Transportschiffen für Flüssigwasserstoff ergibt sich eine deutliche Reduktion der Kosten für die Verschiffung beim Flüssigwasserstoff-Transport. Der Transport per Binnenschifffahrt aus Rumänien bleibt im Vergleich zum Transport über Pipelines eine vergleichsweise teure Transportart.

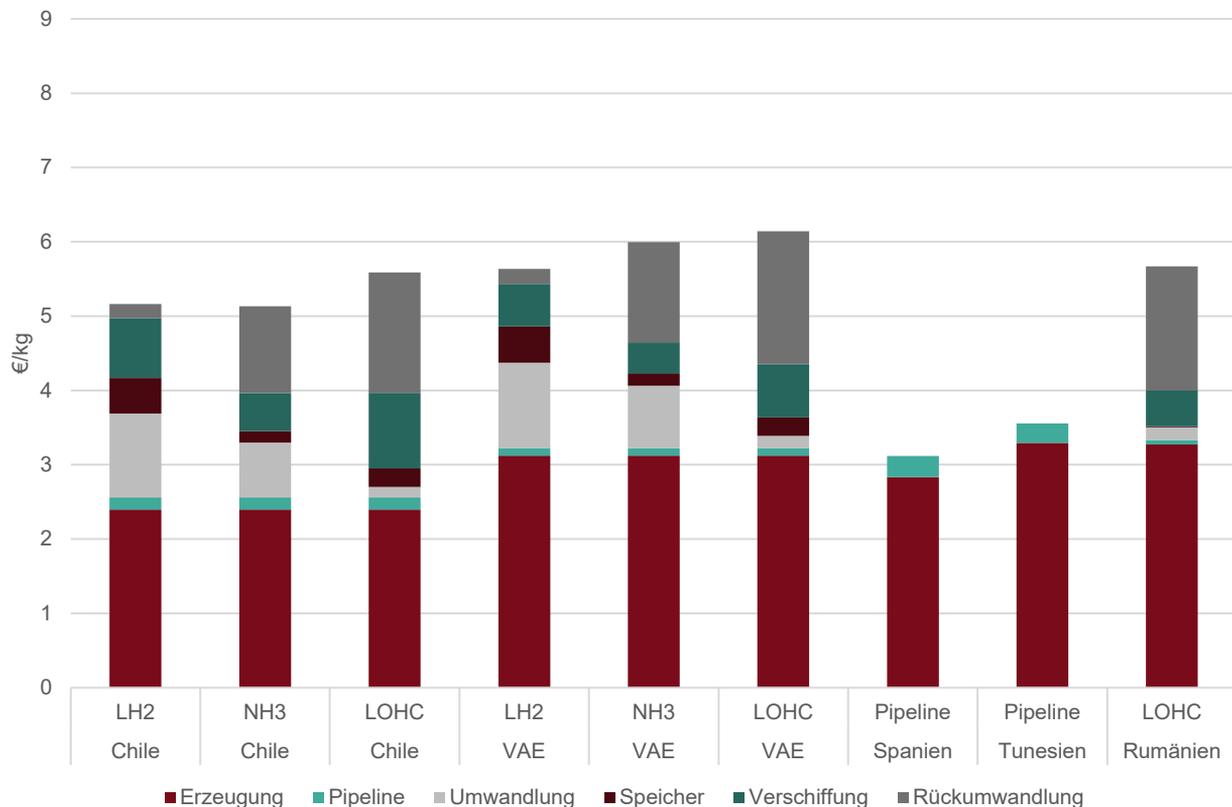


Abbildung 4-9: Kosten für den Wasserstoff-Import aller Transportrouten im optimistischen Szenario 2040

4.4.3 Vergleich aller Szenarien

Abbildung 4-10 zeigt die Kosten für den Wasserstoff-Import aller Transportrouten im Vergleich sämtlicher Szenarien. Die Schwankungsbreite zwischen den optimistischen und pessimistischen Szenarien ist groß. Bis 2040 ist bei allen Routen und Destinationen eine Kostensenkung zu erwarten. Generell zeigt sich, dass die Kosten für den Pipelinetransport mit weniger Unsicherheiten behaftet sind als andere Transportoptionen. Bei den Schifftransport-Routen sind die Kosten in den pessimistischen Szenarien etwa doppelt so hoch wie in den optimistischen Szenarien. Ausschlaggebend dafür sind die Rückumwandlungskosten (Ammoniak- und LOHC-Transport) bzw. Verflüssigung- und Verschiffungskosten beim Flüssig-Wasserstoff-Transport. In den pessimistischen Szenarien stechen die LOHC-Routen mit den höchsten Kosten heraus, da zu den hohen Kosten der Rückumwandlung zusätzlich die laufenden Kosten für LOHC-Verluste einen entscheidenden Anteil an den Gesamtkosten ausmachen.

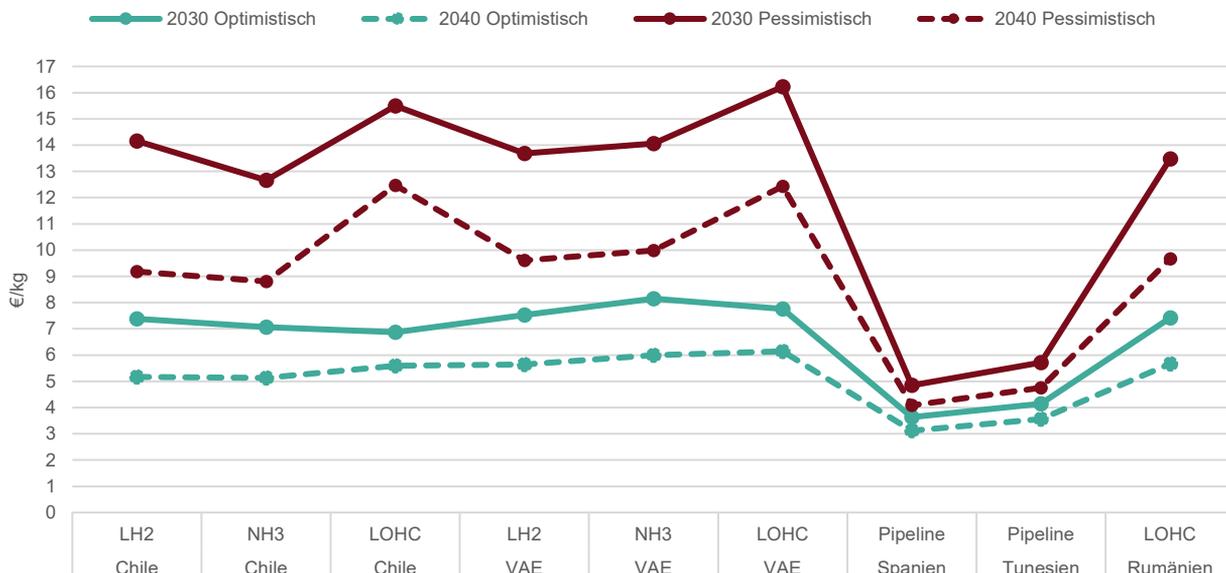


Abbildung 4-10: Kosten für den Wasserstoff-Import aller Transportrouten im Vergleich sämtlicher Szenarien

Die ermittelten Kosten für erneuerbaren Wasserstoff für die einzelnen Importrouten können als erste Indikation von Preisen für erneuerbaren Wasserstoff gesehen werden. Die Entwicklung von Preisen ist allerdings von einer Vielzahl weiterer Faktoren einerseits auf der Erzeugungs- und andererseits der Nachfrageseite abhängig:

- **Erzeugungseite:** In einer wettbewerblichen Marktstruktur mit einer Vielzahl von Produzenten werden sich die Preise an den Herstellungskosten orientieren. Bei oligopolistischen Marktstrukturen – wie sie insbesondere in einer Hochlaufphase erwartet werden – können die Preise allerdings noch über den Herstellungskosten liegen. Zudem wird relevant sein, wie sich das gesamte Importvolumen auf diverse Importrouten (insbesondere Schiffs- und Pipelineimporte) in Zusammenspiel mit der Deckung der Nachfrage verteilt. Oder anders ausgedrückt: Welche Importroute stellt das marginale Angebot dar, welches zur Deckung der Nachfrage noch erforderlich ist. Bei Wasserstoff aus der Pipelineroute ist somit tendenziell von niedrigeren Preisen auszugehen, als wenn das marginale Angebot aus einer Schiffstransportroute stammt.
- **Nachfrageseite:** Auch die Zahlungsbereitschaft auf Nachfrageseite, die unter anderem auch von den Kosten für den Einsatz fossilen Kraftstoffen beeinflusst wird, nimmt Einfluss auf die Preise. Hier können beispielsweise die Einhaltung von Quotenzielen bzw. die bei Nichteinhaltung drohenden Pönalzahlungen eine hohe Zahlungsbereitschaft induzieren. Wenn dann ein eingeschränktes Angebot auf eine hohe Nachfrage (z.B. zur Erfüllung von Quotenzielen) trifft, können Knappheitsrenten auf die Herstellungskosten den Preis entsprechend beeinflussen.

Diese Überlegungen zeigen, dass Preisprognosen für erneuerbaren Wasserstoff aktuell sehr komplex und unsicher sein werden.

4.4.4 Kumulierte Wasserstoff-Kosten im optimistischen Szenario 2030

Abbildung 4-11 zeigt die kumulierten Kosten entlang der Prozesskette für alle Transportrouten im optimistischen Szenario 2030 in €/kg. Die höchsten Kosten in der Transportprozesskette fallen, je nach Wasserstoff-Träger, bei der Umwandlung, der Verschiffung oder der Rückumwandlung an.

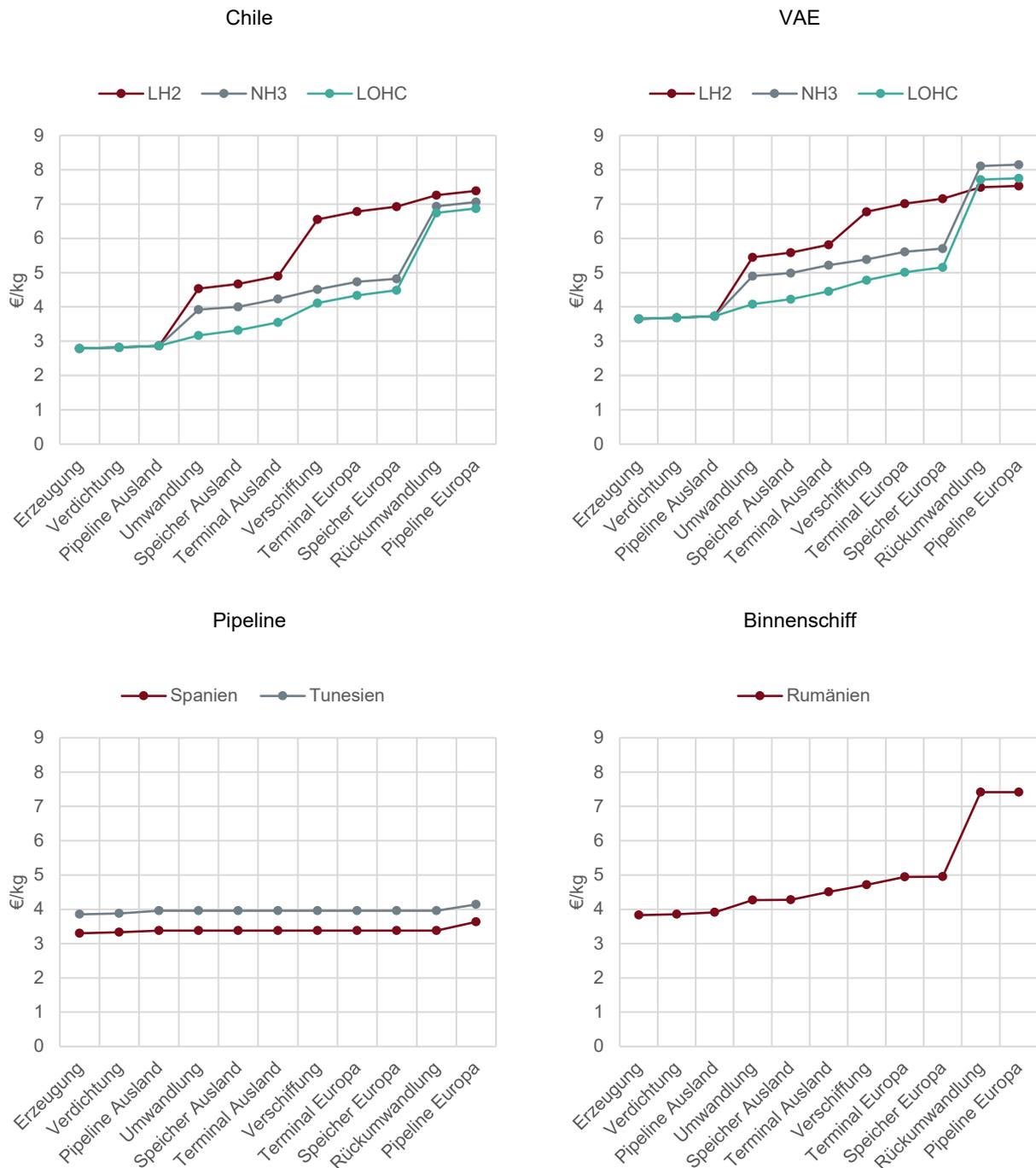


Abbildung 4-11 Kumulierte Kosten für verschiedene Prozessketten im optimistischen Szenario 2030

4.4.5 Kostenoptimaler Träger je Transportdistanz im optimistischen Szenario 2030

Zur Ermittlung des kostenoptimalen Wasserstoff-Trägers wurde eine Variationsrechnung für die Schifftransportdistanz, bei unveränderten sonstigen Annahmen und Randbedingungen, durchgeführt. Abbildung 4-12 zeigt die Ergebnisse der Analyse und stellt einen Vergleich der Gesamtkosten, der Kosten für die Verschiffung sowie der Kosten für Umwandlung und Rückumwandlung dar. Aus dem Zusammenspiel der fixen, von der Distanz unabhängigen Kosten (Umwandlung) sowie der variablen Kosten (Verschiffung) erweisen sich in Abhängigkeit der Transportdistanz verschiedene Wasserstoff-Träger als kostenoptimal. Während Flüssig-Wasserstoff die geringsten fixen Kosten hat, steigen die Transportkosten stark mit der Distanz. Daher ist dieser Träger für kurze Transportdistanzen die günstigste Option, bei größeren Distanzen allerdings teurer. Der Transport von Ammoniak ist kaum sensitiv in Bezug auf die Distanz, fordert aber hohe Kosten für Rückumwandlung und ist daher eher für längere Transportdistanzen geeignet.

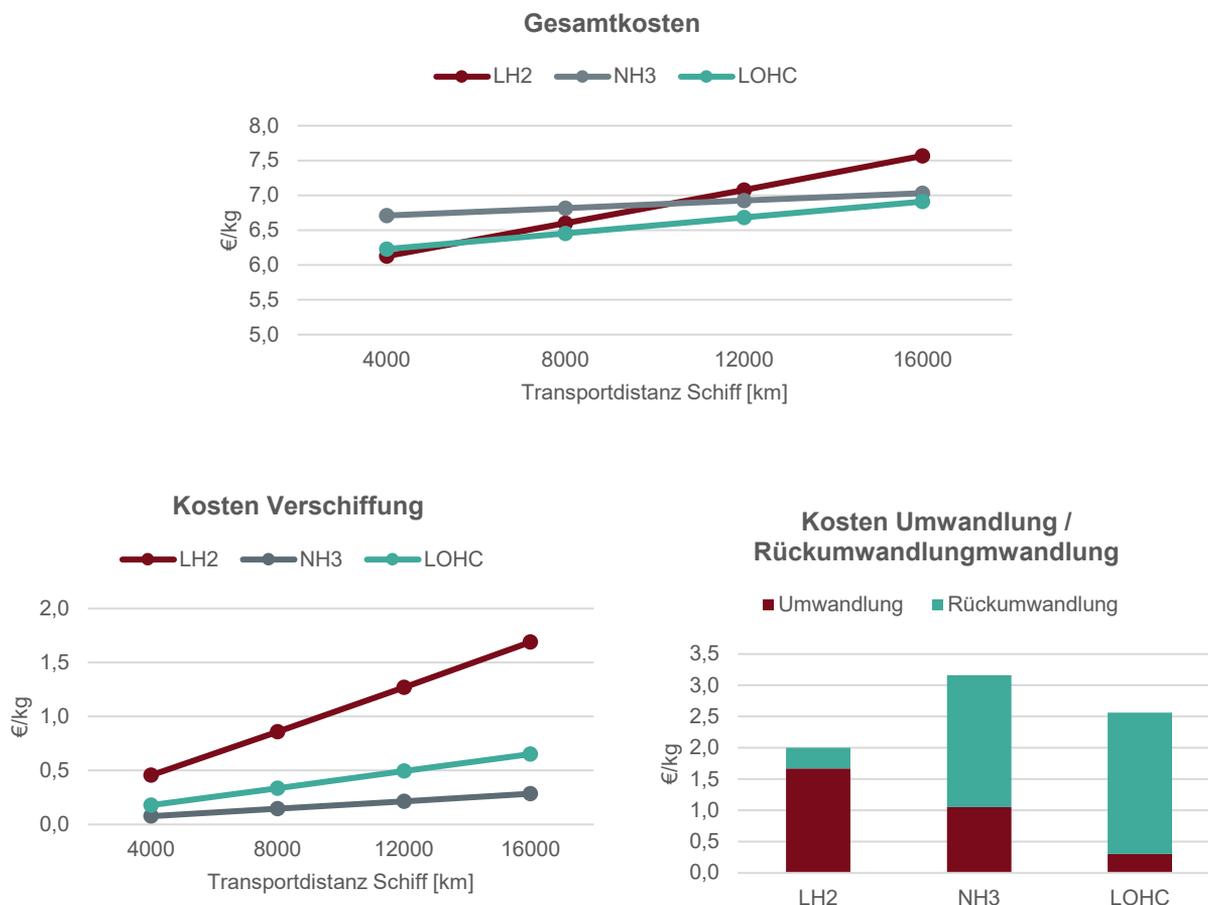


Abbildung 4-12 Vergleich der Gesamtkosten, der Kosten für die Verschiffung sowie der Kosten für Umwandlung und Rückumwandlung je Wasserstoff-Träger in Abhängigkeit der Transportdistanz bei Wasserstoff Erzeugungskosten von 2,8 €/kg

Die Kosten der Rückumwandlung sind durch die induzierten Verluste nicht unabhängig von den Kosten in früheren Prozessschritten (indirekte Kosten, siehe Kapitel 4.3.3). Das bedeutet, dass die Wahl des kostengünstigsten Trägers nicht nur von der Transportdistanz, sondern auch maßgeblich von den Erzeugungskosten abhängt.

4.4.6 Betrachtung Kostentreiber des Flüssigwasserstofftransports

Die größten Kostenpositionen beim Transport von Flüssig-Wasserstoff stellen die Verflüssigung und die Verschiffung dar. Abbildung 4-13 zeigt die Zusammensetzung der direkten Kosten der Verflüssigung von Wasserstoff für verschiedene Szenarien. Die Gesamtkosten für die Verflüssigung liegen zwischen 1 €/kg (2040, Opt.) und knapp 4 €/kg (2030, Pes.). Größter Kostentreiber sind im optimistischen Szenario die Stromkosten, während im pessimistischen Szenario die Investitionskosten einen großen Teil der Gesamtkosten ausmachen. Im Vergleich zu den anderen Kostenpunkten halten sich die Verluste in Grenzen. In Summe ist die Verflüssigung der größte Kostentreiber des Flüssig-Wasserstoff-Transports.

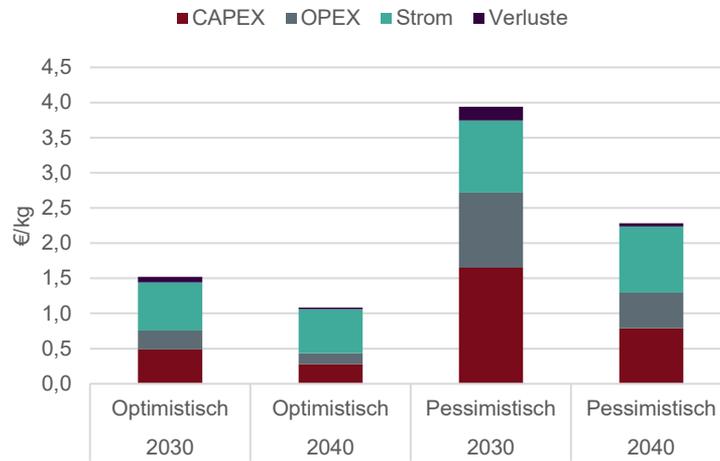


Abbildung 4-13: Zusammensetzung der direkten Kosten der Verflüssigung von Wasserstoff für verschiedene Szenarien

Abbildung 4-14 zeigt die Zusammensetzung der direkten Kosten der Verschiffung von Flüssig-Wasserstoff für verschiedene Szenarien. Die Kosten für die Flüssig-Wasserstoff-Verschiffung liegen zwischen 0,4 €/kg (2040, Opt.) und knapp 3,2 €/kg (2030, Pes.). Größter Kostentreiber sind die Investitionskosten in die Transportinfrastruktur, die zwischen 56% und 68% der Gesamtkosten ausmachen. Aufgrund der gestiegenen Transportvolumen im Jahr 2040 sinken diese spezifischen Investitionskosten über Skaleneffekte deutlich. Zusätzlich sind die direkten Kosten für den Antrieb des Schiffs im Jahr 2040 sehr gering. Aufgrund der Nutzung eines Teils des transportierten Wasserstoff zum Antrieb und damit verbundenen Verlusten steigen jedoch die indirekten Kosten im Jahr 2040 (nicht in Grafik abgebildet).

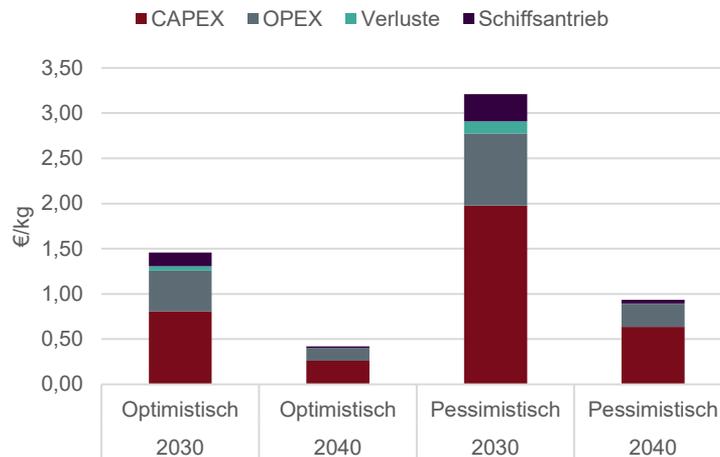


Abbildung 4-14: Zusammensetzung der direkten Kosten der Verschiffung von Flüssig-Wasserstoff für verschiedene Szenarien

4.4.7 Betrachtung Kostentreiber des Ammoniak-Transports

Abbildung 4-15 zeigt die Zusammensetzung der direkten Kosten der Rückumwandlung von Ammoniak für verschiedene Szenarien. Die Kosten für die Rückumwandlung liegen zwischen 0,2 €/kg (2040, Opt.) und 1,2 €/kg (2030, Pes.). Neben den Investitionskosten hat der Einsatz von Wasserstoff zur Deckung des Wärmebedarfs, der zwischen 25 % und 34 % der Gesamtkosten ausmacht, den größten Anteil. Die damit verbundenen hohen Verbräuche von Wasserstoff bewirken eine signifikante Steigerung der indirekten Kosten (nicht in Grafik abgebildet). Die direkten Kosten machen, je nach Szenario, nur 17 % bis 25 % der Gesamtkosten der Rückumwandlung aus. Dadurch ist die Rückumwandlung mit Abstand der größte Kostentreiber in der Ammoniak-Prozesskette.

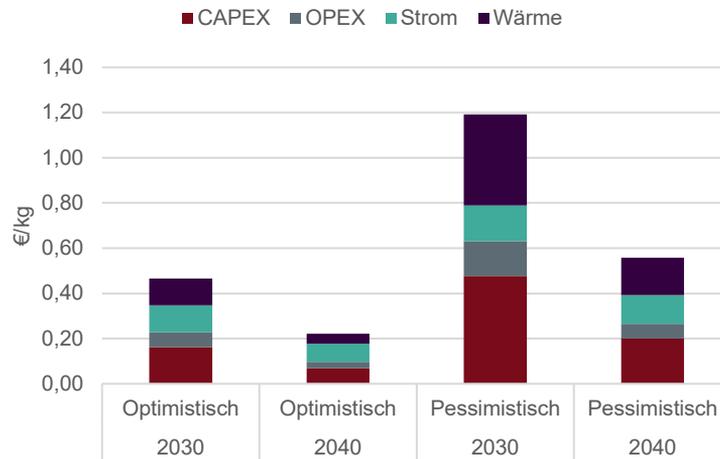


Abbildung 4-15: Zusammensetzung der direkten Kosten: Rückumwandlung von Ammoniak für verschiedene Szenarien

4.4.8 Betrachtung Kostentreiber des LOHC-Transports

Analog zur Situation bei Ammoniak ist die Rückumwandlung der größte Kostentreiber der LOHC Prozesskette. Abbildung 4-16 zeigt die Zusammensetzung der direkten Kosten der Dehydrierung von LOHC für verschiedene Szenarien. Die Kosten für die Dehydrierung liegen zwischen 0,20 €/kg (2040, Opt.) und 1,15 €/kg (2030, Pes.). Der Einsatz von Wasserstoff zur Deckung des Wärmebedarfs macht zwischen 27 % und 39 % der Gesamtkosten aus, wobei die damit verbundenen indirekten Kosten nicht in der Grafik abgebildet sind. In Summe machen die direkten Kosten, je nach Szenario, nur 11 % bis 18 % der Gesamtkosten der Dehydrierung aus, womit die Dehydrierung der Prozessschritt mit den höchsten indirekten Kosten sämtlicher betrachteter Transportoptionen ist.

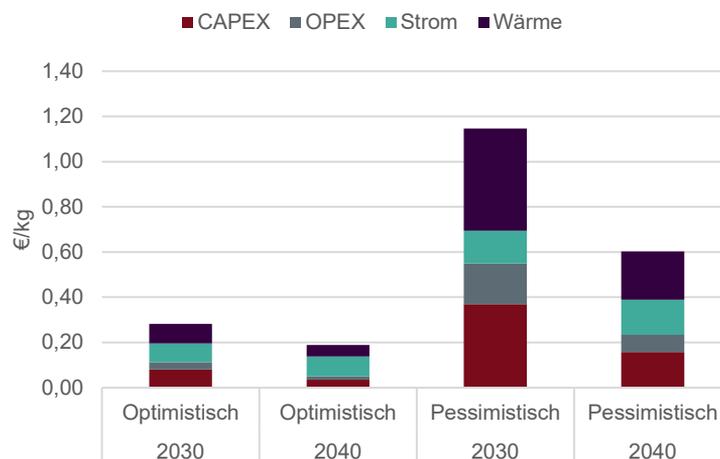


Abbildung 4-16: Zusammensetzung der direkten Kosten der Dehydrierung von LOHC für verschiedene Szenarien

4.4.9 Exkurs zum Ammoniak-Import nach Österreich

Da Ammoniak in industriellen Prozessen (z.B. Düngemittelproduktion) direkt genutzt werden kann, wurde zusätzlich zu den definierten Inhalten der Studie in einem Exkurs der Transport von Ammoniak bis nach Österreich für das Jahr 2030 im optimistischen Szenario betrachtet. Die Route basiert auf der Ammoniak-Transportroute aus Chile, wobei es in diesem Fall zu einem Wegfall der energie- und kostenintensiven Rückumwandlung im Import-Hub kommt. Stattdessen wird ein zusätzlicher Binnentransport von Ammoniak per LKW bzw. Schiene bis nach Österreich betrachtet. Für den Schienentransport wurden dazu aktuelle Marktpreise eines Güterzug-Shuttles zwischen Rotterdam und Österreich mit Flüssiggas-Kesselwagen angesetzt. Diese Transportart ist weitläufig etabliert, in Westeuropa werden pro Jahr ca. 1,5 Mio. t Ammoniak über die Schiene transportiert [44]. Die Modellierung des Transports über die Straße basiert auf einer vollumfänglichen Kostenkalkulation für einen LKW mit Ammoniaktank und einer Transportdistanz von 1.000 km. Die zur Modellierung dieser

zusätzlichen Komponenten der Prozesskette verwendeten Kostenparameter finden sich in Tabelle 4-15.

Tabelle 4-15 Modellierungsparameter für den Ammoniak-Transport auf Straße und Schiene

Kenndaten	Einheit	Straße	Schiene	Quellen
CAPEX	€/LKW	700.000	-	[45]
OPEX	% CAPEX	5	-	[45]
Treibstoffbedarf	MJ/km	18	-	[45]
Treibstoffkosten	€/l	2	-	Annahme
Verfügbarkeit	Tage/Jahr	120	-	Annahme
Lebensdauer	Jahre	10	-	[45]
Tankgröße	t NH ₃	30	70	[45], [46]
Chartergebühr Güterzug	€/GZ	-	48.000	Rail Cargo Group, persönliche Kommunikation
Chartergebühr Kesselwagen	€/Wagen/Tag	-	45	Rail Cargo Group, persönliche Kommunikation
Kesselwagen pro GZ	Stk.	-	18	Rail Cargo Group, persönliche Kommunikation

Abbildung 4-17 zeigt die Kosten für den Ammoniak-Transport von Chile nach Österreich für die beiden betrachteten Transportoptionen. Die Kosten für importierten erneuerbaren Ammoniak betragen in diesem Szenario rund 0,94 €/kg für den Transport auf der Straße und 0,86 €/kg für den Schienentransport⁴. Typische Preise für fossilen Ammoniak lagen in den letzten zehn Jahre im Bereich von 0,3 bis 0,6 €/kg [47]. Aufgrund der aktuell hohen Gaspreise erreichte der europäische Ammoniakpreis einen Höchstwert von 1,6 €/kg im Mai 2022 und hat sich seitdem bei ca. 1 €/kg stabilisiert [47].

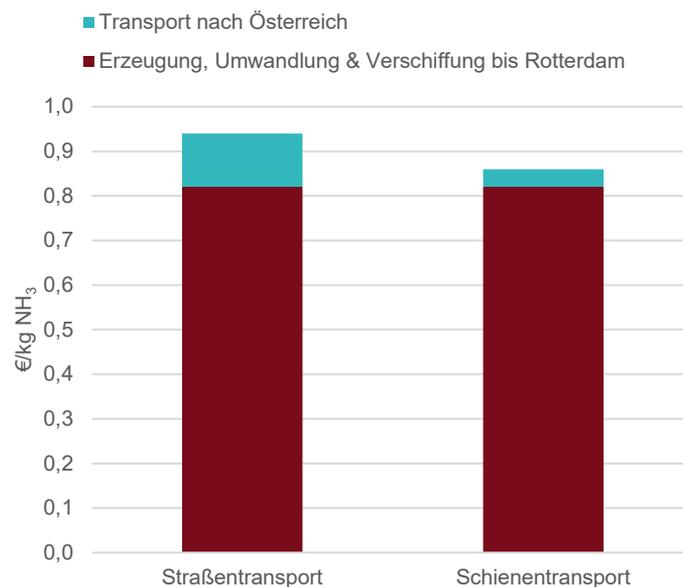


Abbildung 4-17: Kosten für den Ammoniak-Transport von Chile nach Österreich im optimistischen Szenario 2030

⁴ Ein Vergleich mit den Kosten des Ammoniak-Transports inkl. Rückumwandlung ist nicht sinnvoll, da die Bezugsgrößen für die spezifischen Kosten (kg H₂ bzw. kg NH₃) nicht direkt umrechenbar sind, und wurde daher nicht durchgeführt. Ebenso ist der Vergleich der Kosten bezogen auf den Energieinhalt in €/MWh wenig aussagekräftig, da Ammoniak hauptsächlich stofflich und nicht energetisch eingesetzt wird.

5 TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN IM LEBENSZYKLUS

5.1 Ziele

Grundsätzlich gilt, dass aus erneuerbarem Strom erzeugter und nach Österreich transportierter Wasserstoff nicht vollkommen emissionsfrei ist, da entlang der Prozesskette der Importrouten Treibhausgas-Emissionen (THG) anfallen. Neben der Kosteneffizienz der Importrouten spielt somit auch die Klimawirkung der Wasserstoffimporte eine wichtige Rolle.

Dieser Aspekt wird auch auf regulatorischer Ebene aufgegriffen. Die Europäische Union wird Rahmenbedingungen festlegen, unter welchen Bedingungen Wasserstoff als erneuerbar klassifiziert werden kann. Eine detaillierte Beschreibung, wie die THG-Emissionen entlang der Prozesskette ermittelt werden sollen, findet sich in den Draft Delegated Acts [48].

Zielsetzung dieses Kapitels ist die Berechnung der THG-Emissionen unter Anwendung der Methodik aus dem Draft Delegated Act für die verschiedenen Importrouten für die Jahre 2030 und 2040. Dabei soll insbesondere betrachtet werden, welche Importrouten die EU-Minderungsziele erreichen und welche Einflussfaktoren die THG-Emissionen treiben.

5.2 Annahmen und Randbedingungen

Der Fokus dieser Studie liegt auf dem Treibhauspotential (THG-Emissionen). Die Ergebnisse werden dabei in CO₂-Equivalenten (CO₂eq) ausgedrückt. Umweltwirkungen, die über THG-Emissionen hinausgehen (wie zum Beispiel Eutrophierung, oder Übersäuerung) sind für eine vollständige Abschätzung in Form einer Ökobilanz ebenfalls relevant, werden allerdings im Rahmen des Projekts nicht betrachtet.

Zur Modellierung der THG-Emissionen über die vollständige Prozesskette von Wasserstoffimporten ist eine Vielzahl von Parametern erforderlich. Diese können in zwei grundsätzliche Kategorien unterteilt werden:

- **Technoökonomische Annahmen:** Für die Analyse der THG-Emissionen wurden die gleichen technischen Parameter wie für die Kostenmodellierung herangezogen (siehe Kapitel 3.3 und 4.2.4). Analog zur Kostenmodellierung wurden deshalb auch zwei Szenarien (optimistisch / pessimistisch, siehe Kapitel 5.4.1) betrachtet.
- **Annahmen zu THG-Emissionen:** Zusätzlich zur technischen Parametrierung sind für die CO₂-Bilanz spezifische Annahmen zum Treibhauspotential erforderlich. Im Rahmen der Studie sind insbesondere die Emissionsintensität des in der Wasserstoffproduktion verwendeten Stroms, sowie Emissionen von unmittelbar eingesetzten fossilen Energieträgern relevant (als Antrieb im Schiffstransport). Für den eingesetzten Strom wird zwischen 2030 und 2040 von einer Halbierung des CO₂-Gehalts ausgegangen. Alle relevanten Annahmen sind in Tabelle 12-27 im Anhang dargestellt.

5.3 Methodik

THG-Emissionen des importierten Wasserstoffs wurden nach der Methodik des Draft Delegated Acts [48] der EU Kommission (im Folgenden EC-Methodik) berechnet. Die EC-Methodik dient der Ermittlung der Einsparungen von Treibhausgasemissionen durch erneuerbare flüssige und gasförmige Kraftstoffe nicht biologischen Ursprungs. Kraftstoffe gelten der Methodik nach dann als erneuerbar, wenn die berechneten Emissionen mindestens 70% unter dem fossilen Vergleichswert von 94 gCO₂eq/MJ liegen.⁵

⁵ Dieser Wert bezieht sich in den Delegated Acts auf Renewable Fuels of Non-Biological Origins (RFNBOs), bzw. auf den Vergleich mit konventionellem fossilem Treibstoff im Straßenverkehrssektor. Für andere Sektoren können möglicherweise andere Referenzwerte relevant werden. So sieht etwa die EU-Taxonomie eine Minderung der Emissionen um 73% relativ zu Wasserstoff aus Erdgas-Dampfreformierung vor.

Wie auch in der techno-ökonomischen Analyse wird die gesamte Wasserstoffprozesskette bis zum Transport an die österreichische Grenze betrachtet. THG-Emissionen, die beim inländischen Transport anfallen (z.B. aus dem Transport per LKW) werden nicht berücksichtigt.

Die Berechnung von Emissionen nach der EC-Methodik entspricht keiner vollumfänglichen Lebenszyklusanalyse. Bei letzterer werden sämtliche Emissionen entlang der Wertschöpfungskette betrachtet, die EC-Methodik nimmt hingegen bestimmte Elemente der Wertschöpfungskette aus. Emissionen aus der Herstellung von Anlagen (z.B. Windkraftanlagen, PV-Anlagen) bzw. dem Bau von Infrastruktur werden nicht in Betracht gezogen[48]. Außerdem werden Strom, der nach EC-Direktive 2018/2001 als erneuerbar gilt, keine Treibhausgasemissionen zugeschrieben.

Abbildung 5-1 zeigt eine Übersicht über die betrachteten Emissionsquellen entlang der Prozesskette. Entsprechend der EC-Methodik entstehen, solange ausschließlich erneuerbarer Strom eingesetzt wird, durch die Strom- und Wasserstoffherstellung selbst keine Emissionen.⁶ Die Modellierung von Emissionen setzt ab dem Teil der Wertschöpfungskette an, an dem erstmals exogen THG-Emissionen anfallen. Für die im Rahmen der Studie betrachteten Importrouten ist dies der Transport des Wasserstoffs via Pipeline zu einem zentralen Hub. Durch den Einsatz von (grauem) Netzstrom für den Betrieb der Pipelines entstehen hier erstmals Emissionen. Erst ab diesem Zeitpunkt werden auch Effizienzverluste in der Emissionsanalyse relevant.⁷

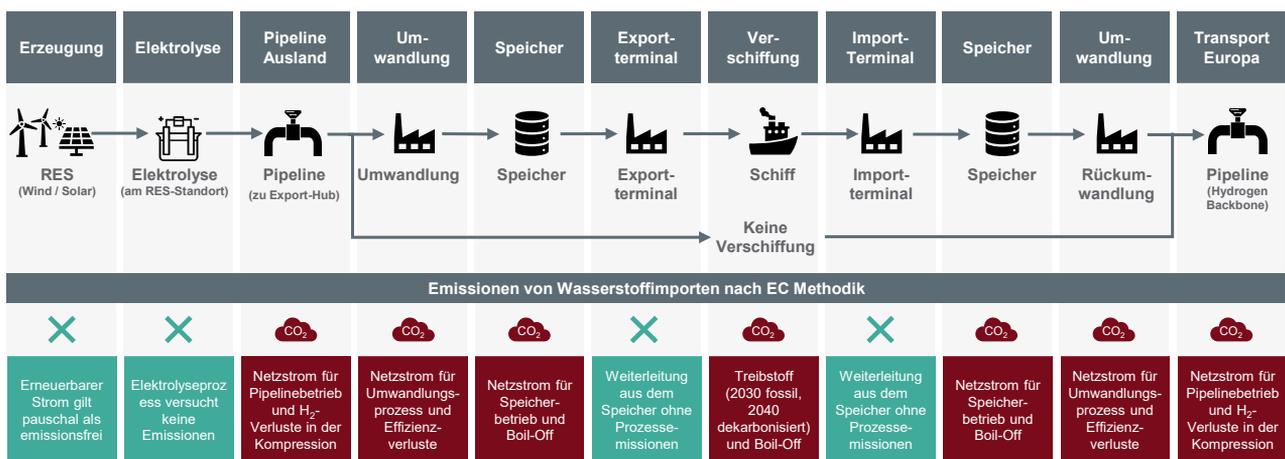


Abbildung 5-1 Wasserstoff-Importpfade und THG-Emissionen entlang der Prozesskette nach Methodik aus den EC Delegated Acts

Damit liegt der Fokus in der Modellierung ausschließlich auf Prozessemissionen entlang der Wertschöpfungskette. Diese entstehen vor allem durch den Einsatz von nicht-erneuerbarem Strom, Effizienzverluste und den direkten Einsatz von fossilen Energieträgern (beim Schiffstransport im Jahr 2030). Diese drei Kerntreiber der CO₂-Bilanz werden im Folgenden genauer betrachtet:

5.3.1 Emissionen aus dem Einsatz von nicht erneuerbarem Strom

Wie in Kapitel 4.3.1 beschrieben, dient lokaler Netzstrom als Energiequelle für Pipelinetransport, sowie für alle Umwandlungs- und Speicherungsschritte entlang der Wertschöpfungskette. Für Prozesse, die einem bestimmten Land zuzuordnen sind, wurde demnach der jeweilige länderspezifische Strommix herangezogen. Einige Teile der Infrastruktur, insbesondere Pipelines, werden über

⁶ Der hergestellte Wasserstoff gilt zunächst als emissionsfrei, bis beim Eintritt in die erste Pipeline von der Elektrolyse zum Transport Hub / Transportpipeline Emissionen durch exogenen Energieeinsatz angerechnet werden. Wie in Kapitel 3.4.3 beschrieben, wird die Entsalzungsanlage zur Wasserbereitstellung endogen mit Strom betrieben, der als erneuerbar gilt. Somit entstehen durch diesen Energieeinsatz nach EC-Methodik keine Emissionen.

⁷ Solange der Wasserstoff als emissionsfrei gilt sind Effizienzverluste auch irrelevant, denn eine Verringerung der Gesamtmenge sorgt dann nicht für einen Anstieg der Emissionen pro Einheit.

mehrere Länder hinweg betrieben. Emissionen aus dem Betrieb wurden hier basierend auf dem Strommix des Ursprungslandes geschätzt.⁸

5.3.2 Effizienzverluste bei Umwandlungsschritten

Effizienzverluste selbst verursachen keine Emissionen. Die Wirkungsgradverluste verringern aber die Grundgesamtheit an Wasserstoff, auf die bisher angefallene Emissionen verteilt werden können. Entsprechend steigen die Emissionen des verbliebenen Wasserstoffs. Effizienzverluste sind daher ein substanzieller Treiber von THG-Emissionen. In der Modellierung werden sie, entsprechend den technoökonomischen Annahmen, in zwei Szenarien (optimistisch und pessimistisch) betrachtet.

5.3.3 Emissionen aus Schifftransport

Emissionen aus dem Schifftransport werden durch den Treibstoffverbrauch der Schiffe, die zu überbrückenden Transportdistanzen und die Emissionsintensität des verwendeten Kraftstoffs bestimmt:

- Der **Verbrauch der Schiffe** zum Wasserstofftransport wurde analog zur ökonomischen Analyse in zwei Szenarien betrachtet. Dabei wurde zwischen Übersee- und Binnenschifftransport differenziert.
- **Transportdistanzen** sind spezifisch für jedes betrachtete Herkunftsland sowie der Route und werden in Transportrouten 4.2.3 näher erläutert. Aufgrund der erforderlichen technischen Spezialisierung wird angenommen, dass die Transportschiffe ausschließlich für den bilateralen Wasserstoffhandel eingesetzt werden und den Rückweg daher ohne Fracht zurücklegen. Über alle Routen hinweg müssen deshalb zusätzlich zum eigentlichen Transportweg Leerfahrten für den Rückweg berücksichtigt werden. Da jeder zusätzliche Kilometer Distanz doppelt angerechnet wird, steigen Emissionen überproportional mit der Transportdistanz.
- Analog zur techno-ökonomischen Analyse wird angenommen, dass Schiffe **2030 noch mit fossilem Treibstoff** betrieben werden.⁹ Bis ins Jahr 2040 wird der **Schifftransport per Annahme analog zum restlichen Verkehrssektor dekarbonisiert** und auf den jeweils transportierten Wasserstoffträger umgestellt.¹⁰ Der für den Transport verwendete Kraftstoff wird, wie ein Effizienzverlust behandelt, und geht damit wie oben beschrieben in die Effizienzbetrachtung ein. Grundsätzlich wäre auch die Verwendung eines alternativen CO₂-neutralen Kraftstoffs (etwa synthetischer Schiffsdiesel) möglich. Im Fall von Flüssig-Wasserstoff und Ammoniak ist es vorteilhaft, den Trägerstoff als Treibstoff zu verwenden, um bestehenden Gasschlupf zu nutzen. Um die Vergleichbarkeit zwischen den Trägern zu wahren, wurde LOHC analog modelliert.

5.4 Ergebnisse der Analyse von THG-Emissionen für Importrouten

In der Folge werden die Ergebnisse der Analyse von THG-Emissionen für die unterschiedlichen Routen dargestellt und folgende Fragen adressiert:

- Wie stark variieren THG-Emissionen zwischen Importpfaden?
- Was sind die stärksten Treiber für THG-Emissionen?
- Wie unterscheiden sich die THG-Emissionen für die Importpfade entlang der Prozessketten?
- Wie schaut der Vergleich der THG-Emissionen zwischen 2030 und 2040 aus?
- Wie verändern sich die THG-Emissionen bei Variation der Annahmen zum erneuerbaren Stromanteil für Netzstrom?
- Welche Auswirkung hat die direkte Nutzung von wasserstoffhaltigen Energieträgern auf die THG-Emissionen?

⁸ Wie Abbildung 5-3 verdeutlicht, ist der Pipelinetransport an sich kein signifikanter Emissionstreiber. Demnach sind die Ergebnisse nicht besonders sensitiv gegenüber den Annahmen zum Strommix für Pipelinetransport.

⁹ Für den Schiffstreibstoff werden hierfür die Emissionsfaktoren basierend auf EU Delegated Act angesetzt, siehe Tabelle 12-27 im Anhang.

¹⁰ Im Fall von LOHC wurde eine Dehydrierungsanlage an Bord des Schiffs angenommen, siehe Kapitel 4.3.1.

5.4.1 THG-Emissionen im Jahr 2030

Abbildung 5-2 stellt die THG-Emissionen der verschiedenen Importpfade für das Jahr 2030 dar. Im Vergleich der Emissionen zeigt sich dabei eine starke Variation.

Wasserstoff, der via Pipeline importiert wird, ist grundsätzlich mit geringeren Emissionen verbunden als solcher, der per Schiff importiert wird. Dieses Ergebnis ist unabhängig vom für den Schiffstransport verwendeten Wasserstoffträger. Die niedrigeren Emissionen von per Pipeline importiertem Wasserstoff sind vor allem darauf zurückzuführen, dass keine Umwandlungsschritte für den Transport notwendig sind. Während THG-Emissionen für Pipelinerouten 4 gCO₂eq/MJ nie überschreiten (ca. 4% der fossilen Referenz), erreichen die Emissionen der Schiffsrouten mit bis zu 40 gCO₂eq/MJ ein kritisches Niveau: Für einige Kombinationen aus Exportland und Wasserstoffträger übersteigen die THG-Emissionen das 70% Minderungsziel gegenüber dem fossilen Vergleichswert. Dementsprechend würde Wasserstoff, der im Jahr 2030 per Schiff importiert wird, nicht als erneuerbar gelten. Dies trifft vor allem auf Wasserstoff der als Flüssig-Wasserstoff importiert wird zu. Diese Importroute ist damit unter Umständen nicht geeignet, um 2030 erneuerbaren Wasserstoff entsprechend der EC-Vorgaben zu importieren.

Im Vergleich der Ergebnisse basierend auf pessimistischen und optimistischen Annahmen fällt auf, dass sich die Ergebnisse vor allem für die LOHC-Routen stark unterscheiden. Dies ist getrieben durch die große Spannweite der zugrundeliegenden techno-ökonomischen Annahmen: Da die LOHC Technologie noch nicht auf industriellem Maßstab erprobt ist, bestehen hier hohe Unsicherheiten bezüglich der tatsächlich erreichbaren Effizienzen (siehe Kapitel 4.2.4). Unabhängig vom Szenario-Rahmen erreicht Wasserstoff via LOHC aus Rumänien ungefährdet das 70% Minderungsziel. Trotz identischer Umwandlungsschritte führt die wesentlich kürzere Transportdistanz zu deutlich geringeren Emissionen im Vergleich zu den entfernteren Ländern Chile und den VAE.

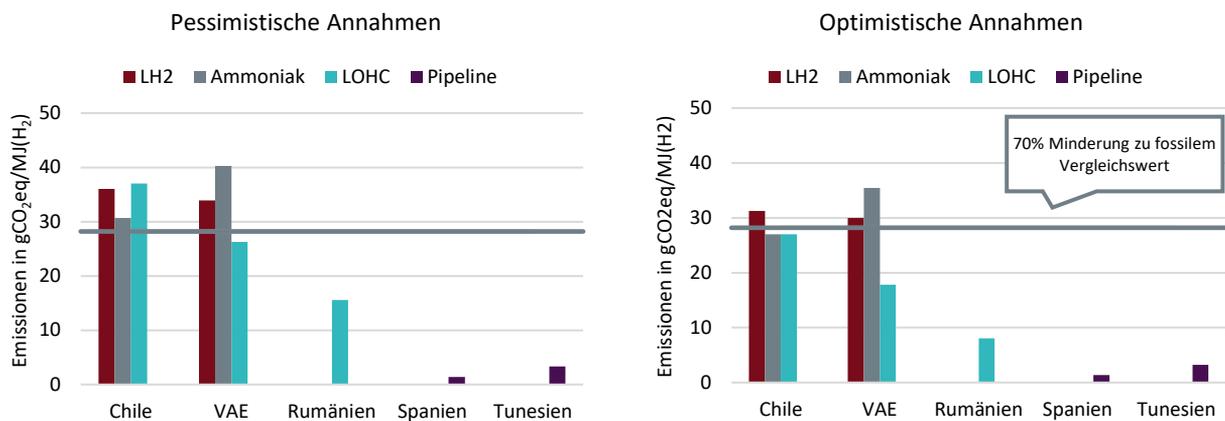


Abbildung 5-2 THG-Emissionen von Wasserstoff im Jahr 2030 unter pessimistischen (links) und optimistischen (rechts) Annahmen

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass Wasserstoff, der via Schiffstransport insbesondere über lange Distanzen im Jahr 2030 importiert wird, die Minderungsziele der EC nicht sicher erreicht. Robustere Prognosen bestehen in Bezug auf den Import von erneuerbarem Wasserstoff aus kürzeren Transportdistanzen, wobei der Pipelinetransport die geringsten Emissionen mit sich bringt.

5.4.2 Zusammensetzung der Gesamtemissionen nach Prozessschritten

Die Gesamtemissionen von importiertem Wasserstoff werden in Abbildung 5-3 für alle Länder nach Prozessschritten aufgeschlüsselt. Hierdurch wird deutlich, welche Prozesse die größten Treiber der THG-Emissionen sind.

Drei Kerntreiber verursachen die starken Unterschiede in den THG-Emissionen zwischen den verschiedenen Importrouten:

- Energieeinsatz für Umwandlungsschritte:** Strom wird als Energiequelle für alle Prozesse entlang der Wertschöpfungskette eingesetzt, mit Ausnahme der Verschiffung. So hängen auch die bei Prozessen entstandenen Emissionen maßgeblich vom lokalen Strommix ab.

Emissionen für den gleichen Prozess (z.B. Umwandlung) unterscheiden sich zwischen den Importpfaden je nach Emissionsintensität des Strommixes.

- Fossiler Treibstoff für den Betrieb der Transportschiffe:** Durch erforderliche Leerfahrten (Rückweg des Schiffs zum Exportland) wachsen Emissionen stark mit der zu überwindenden Transportdistanz. Für die Verschiffung aus Chile entstehen demnach auch die höchsten Emissionen im Vergleich der Schiffsrouten.
- Effizienzverluste in Umwandlungsschritten,** die für den Schiffstransport nötig sind: Wie in Kapitel 5.3 beschrieben, führen Effizienzverluste dazu, dass bisher entstandene Emissionen auf eine geringere Grundgesamtheit verteilt werden. Die Zunahme von Emissionen durch Effizienzverluste fällt daher besonders stark aus, wenn die Verluste hoch sind oder der Wasserstoff zuvor bereits hohe Emissionen hatte. Beim in Abbildung 5-3 gezeigten Wasserstoffträger LOHC entstehen vor allem bei der Rückumwandlung (Dehydrierung) Effizienzverluste. Vor der Dehydrierung entstehen Emissionen vor allem durch den Schiffstransport und steigen über die Transportdistanz an. Da Emissionen durch Effizienzverluste proportional zu vorgelagerten Emissionen zunehmen, sind die durch die Dehydrierung verursachte Emissionen für Chile besonders hoch. Hier ist der importierte Wasserstoff durch die vorangegangene lange Transportdistanz schon vor Rückumwandlung emissionsintensiver.

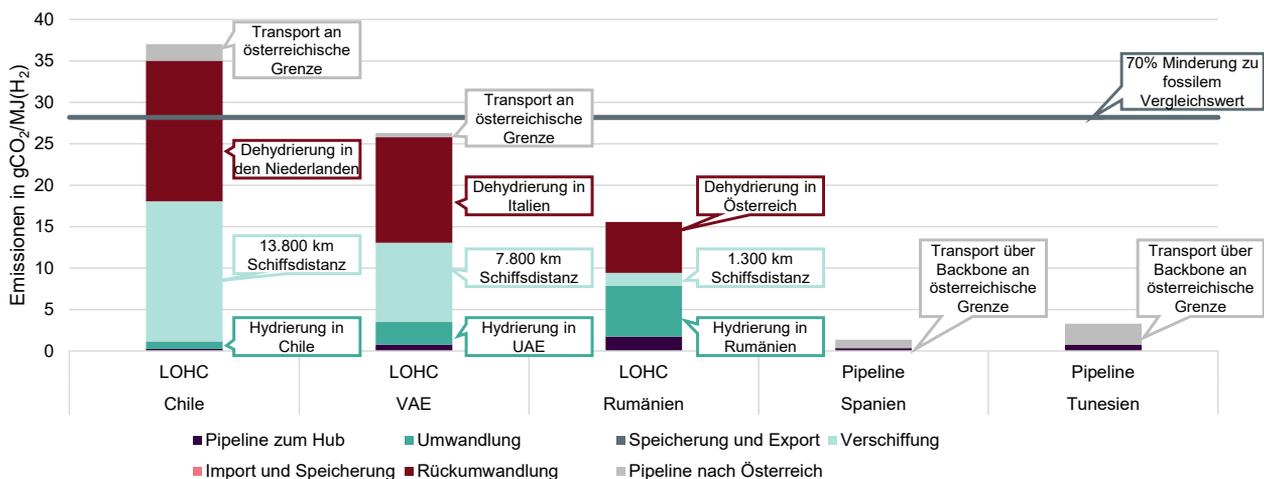


Abbildung 5-3 THG-Emissionen von Wasserstoff entlang der Wertschöpfungskette im Jahr 2030 für verschiedene Länder und Carrier (pessimistische Annahmen). Für Schiffsrouten wurde für Vergleichbarkeit LOHC als einheitlicher Carrier gewählt.

5.4.3 Vergleich der THG-Emissionen nach Wasserstoffträgern in Einzelteilen der Prozesskette

Emissionen für ein bestimmtes Exportland (z.B. Chile) variieren auch zwischen den Wasserstoffträgern, da sich die einzelnen Prozessschritte zum Teil stark in Bezug auf Energieaufwand und Effizienzverluste unterscheiden. Aus dem Vergleich des Wasserstoffimports via LOHC, Flüssig-Wasserstoff und Ammoniak für Chile im Jahr 2030 (Abbildung 5-4) lassen sich folgende Erkenntnisse entlang der Prozesskette ableiten:

- Die **Umwandlung** zum jeweiligen Wasserstoffträger ist für Flüssig-Wasserstoff am energie- und damit emissionsintensivsten.
- Emissionen aus der **Verschiffung** unterscheiden sich signifikant zwischen den Wasserstoffträgern. Entscheidend ist dabei das Verhältnis von Energieeinsatz für den Transport zu Wasserstoffdichte des Trägers. Der Transport von Ammoniak ist im Vergleich am emissionsärmsten, da der Energieeinsatz für die Kompression während des Transports bei vergleichsweise hoher Wasserstoffkonzentration gering ist. Im Gegensatz dazu ist der Transport von Flüssig-Wasserstoff aufgrund der energieintensiven Kühlung mit hohen Emissionen verbunden. Der Import von LOHC als Flüssigkeit erfordert nur geringen Energieeinsatz. Dennoch ist er besonders sensitiv gegenüber der Distanz, da der Träger selbst nur eine geringe Wasserstoffdichte hat.

Zusätzlich muss LOHC nach Dehydrierung des Wasserstoffs zum Exportland zurücktransportiert werden. Durch den Wegfall der Leerfahrt des Schiffs steigt der Treibstoffverbrauch, und damit die THG-Emissionen, stärker mit der zurückgelegten Distanz an als bei den Alternativen Flüssig-Wasserstoff und Ammoniak.

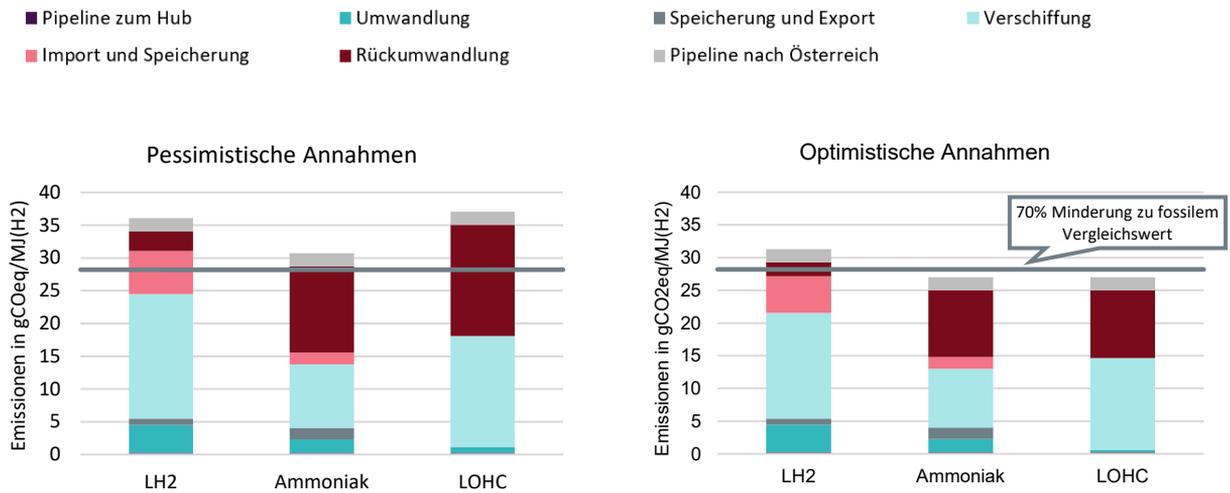


Abbildung 5-4 THG-Emissionen von Wasserstoff entlang der Wertschöpfungskette im Jahr 2030 für Chile unter pessimistischen (links) und optimistischen (rechts) Annahmen

- **Import und Speicherung** sind für Flüssig-Wasserstoff aufgrund der erforderlichen Kühlung und Kompression energieintensiv und mit höheren Emissionen verbunden als beispielweise LOHC. Letzteres ist unter normalen Bedingungen flüssig und erfordert keine besondere Behandlung.
- Für die **Rückumwandlung** von Ammoniak zu Wasserstoff bzw. der LOHC-Dehydrierung wird gewonnener Wasserstoff als thermische Energiequelle für den Umwandlungsprozess genutzt. Dies schlägt sich in hohen Effizienzverlusten für den Prozess nieder, wodurch hohe Emissionen für beide Träger in diesem Prozess entstehen. Flüssig-Wasserstoff kann hingegen ohne hohe Energieeinsätze oder Effizienzverluste wieder in einen gasförmigen Zustand überführt werden.

Im Vergleich der aus den einzelnen Prozessschritten entstandenen Gesamtemissionen ist Flüssig-Wasserstoff unabhängig vom Szenario ein emissionsintensiver Wasserstoffträger aufgrund der energieintensiven Kühlung. Der Unterschied in Emissionen zwischen pessimistischem und optimistischem Szenario ist für LOHC am größten, da vor allem die Effizienz der Umwandlungsprozesse noch mit erheblichen Unsicherheiten verbunden ist. Bei Ammoniak ist der Unterschied zwischen den Szenarien am geringsten. Ammoniak ist als Wasserstoffträger, im Gegensatz zu den beiden anderen Trägern, bereits marktreif und großskalig etabliert. Daher bestehen auch die geringsten technologischen Unsicherheiten in der Zukunft.

5.4.4 THG-Emissionen im Jahr 2040

Im Jahr 2040 sind Wasserstoffimporte deutlich emissionsärmer als noch 2030. Diese Entwicklung ist auf zwei maßgebliche Faktoren zurückzuführen: die Emissionsintensität des Strommixes und die Dekarbonisierung des Schiffstransports.

Für alle im Rahmen der Studie berücksichtigten Länder wurde angenommen, dass der Anteil erneuerbarer Energiequellen am Strommix zwischen 2030 und 2040 deutlich ansteigt. Hierdurch sinkt die Emissionsintensität des Stroms und es fallen weniger Emissionen aus dem Einsatz von Netzstrom entlang der Wasserstoff-Importrouten an.

Weiterhin wurde der Schiffstransport für 2040 nicht mehr mit fossilem Treibstoff modelliert. Stattdessen wurde angenommen, dass alle Transportschiffe den transportierten Wasserstoffträger als Kraftstoff für den Antrieb nutzen.¹¹

Abbildung 5-5 zeigt die THG-Emissionen für alle Importpfade im Jahr 2040. Sowohl unter pessimistischen als auch unter optimistischen Annahmen sinken Emissionen deutlich, insbesondere für Importpfade die einen Schiffstransport beinhalten. Somit erreichen, unabhängig vom Szenario, alle Pfade ungefährdet das Minderungsziel von 70% aus den EC Delegated Acts. Im Gegensatz zu 2030 würde somit auch per Schiff importierter Wasserstoff entsprechend den Annahmen als erneuerbar nach der EC-Vorgabe gelten.

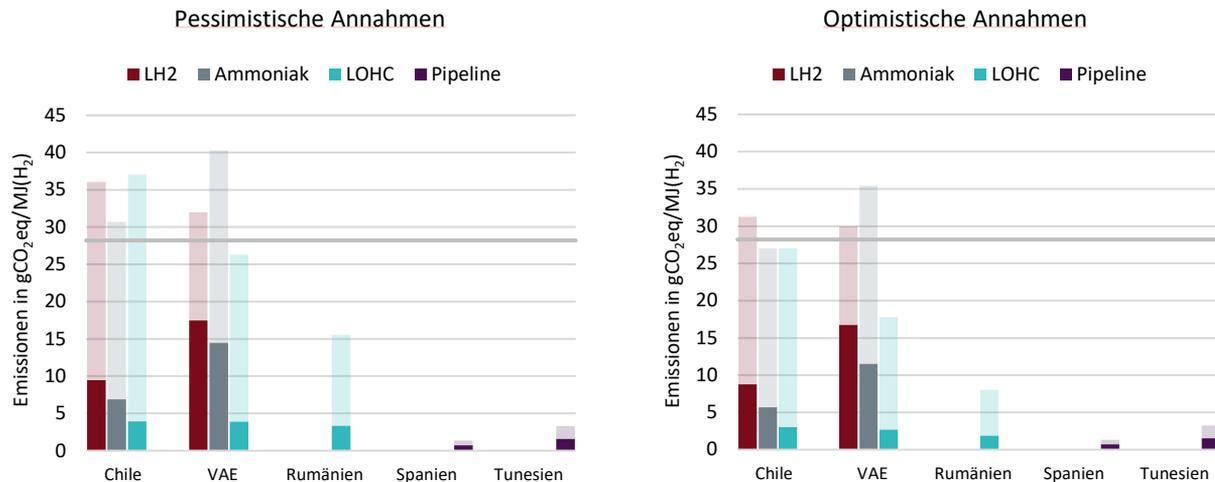


Abbildung 5-5 THG-Emissionen von Wasserstoff im Jahr 2040 unter pessimistischen (links) und optimistischen (rechts) Annahmen, Werte für 2030 zur Referenz transparent im Hintergrund

Im Vergleich der drei Wasserstoffträger ist der Transport von Flüssig-Wasserstoff aufgrund des hohen Energieaufwands weiterhin mit den voraussichtlich höchsten Emissionen verbunden. Die LOHC-Route profitiert besonders stark von der Reduktion der Emissionen aus der Verschiffung. Emissionen für diesen Wasserstoffträger sinken bis 2040 deutlich unter die Emissionen der Alternativen Flüssig-Wasserstoff und Ammoniak. Aufgrund der geringen Energiedichte von LOHC ist der Schiffstransport dieses Wasserstoffträgers in der Emissionsmodellierung besonders relevant, während die restlichen Teile der Wertschöpfungskette weniger energie- und damit emissionsintensiv sind. Eine Dekarbonisierung des Schiffstransports führt daher bei LOHC zu den stärksten Emissionsreduktionen. Importpfade über Pipelines bleiben dennoch weiterhin die emissionsärmsten, da nur minimale Emissionen aus dem Transport anfallen.

5.4.5 THG-Emissionen in Abhängigkeit des Strommixes in Exportländern

Wie aus dem vorherigen Kapitel deutlich wird, ist die Dekarbonisierung der Hintergrundprozesse in der Wertschöpfungskette Schlüssel zu niedrigeren Emissionen von Wasserstoffimporten. Diese Studie geht von einer planmäßigen Dekarbonisierung von Strom in den betrachteten Ländern aus. Das bedeutet, dass die Emissionen von Netzstrom in allen Ländern 2030 niedriger sind als aktuell und bis 2040 nochmal weiter sinken.

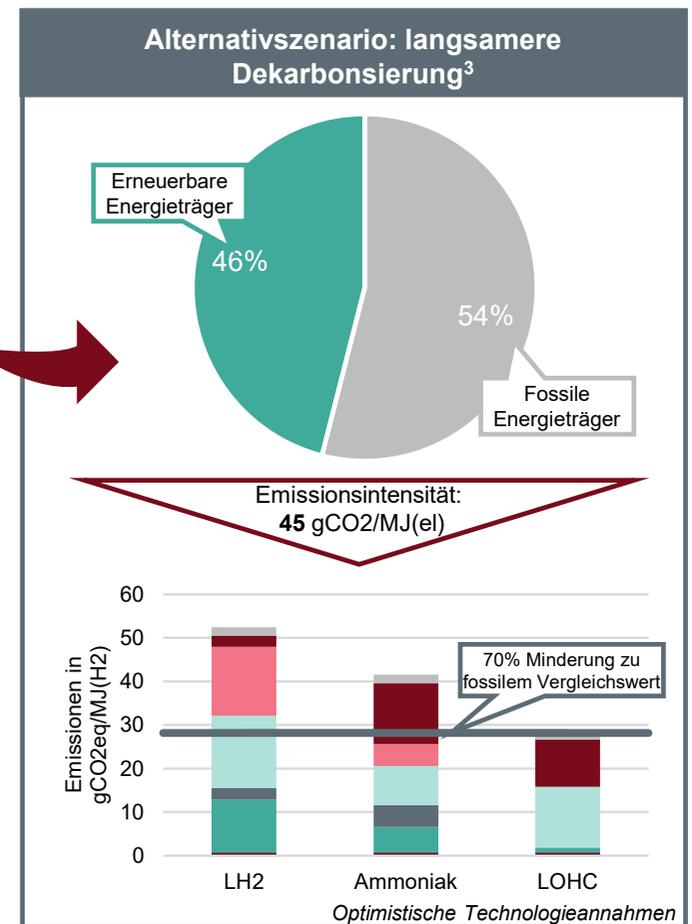
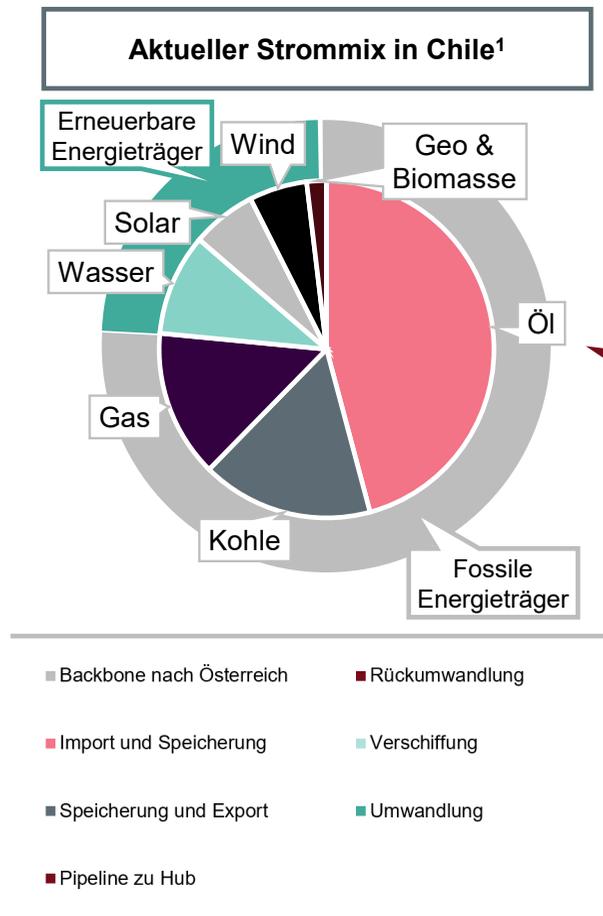
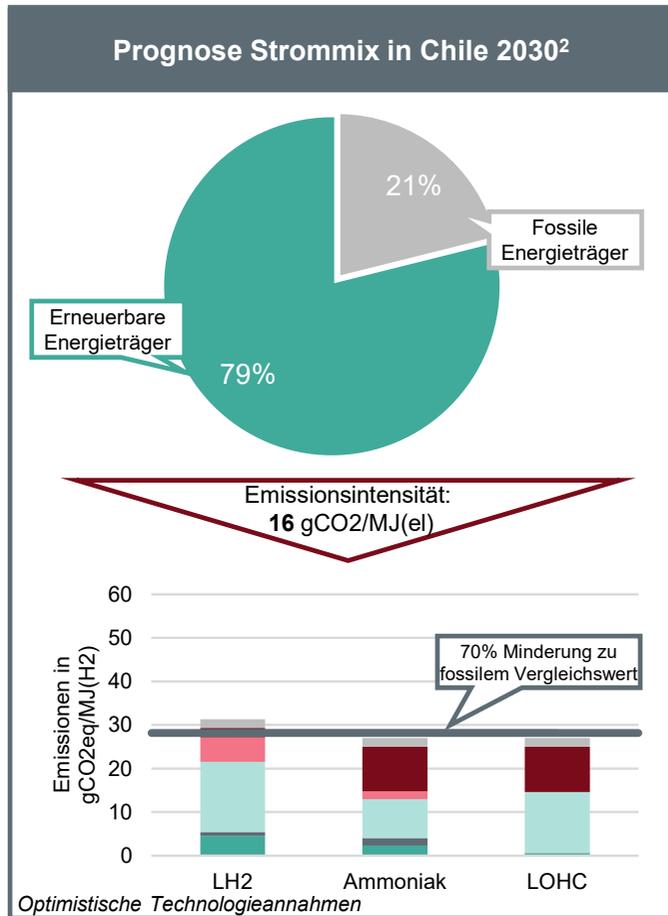
Eine langsamere Dekarbonisierung würde eine höhere Emissionsintensität des Netzstroms und damit auch des hergestellten Wasserstoffs bedeuten. Abbildung 5-6 zeigt beispielhaft für Chile im Jahr 2030 die Auswirkungen zweier verschiedener Dekarbonisierungsszenarien auf die THG-Emissionen von importiertem Wasserstoff. In der Mitte der Abbildung ist der aktuelle Strommix dargestellt. Die linke Seite der Abbildung zeigt die in der Studie zugrundeliegende Prognose für den Strommix in Chile. Hier steigt der Anteil erneuerbarer Energiequellen deutlich an. Das Alternativszenario auf der

¹¹ Siehe Kapitel 4.2.4 für eine detailliertere Beschreibung

rechten Seite zeigt einen langsameren Ausbau erneuerbarer Energien bis ins Jahr 2030. Durch den entsprechend höheren Anteil fossiler Energieträger wird der Strom emissionsintensiver. Das schlägt sich auf zwei Arten in den Gesamtemissionen nieder:

- Emissionen aus Transport- und Umwandlungsprozessen in Chile nehmen zu. Für die gleiche Menge eingesetzter Energie entstehen bei höherem Anteil fossiler Energieträger am Strom höhere Emissionen.
- Aufgrund gesteigener Emissionen zu Beginn der Wertschöpfungskette wachsen Emissionen durch spätere Effizienzverluste immer weiter an.

Die beschriebenen Auswirkungen sind für den energieintensiven Wasserstoffträger Flüssig-Wasserstoff am stärksten sichtbar. Umwandlung und fortlaufende Kühlung von Flüssig-Wasserstoff sind besonders energieintensiv und benötigen entsprechend große Mengen Strom. Im Gegensatz dazu wachsen die Emissionen für LOHC kaum, da hier die in Chile stattfindenden Prozesse (z.B. Hydrierung) nur wenig Energie benötigen. Bei Ammoniak führen höhere Emissionen im Alternativszenario dazu, dass der Wasserstoffträger das Reduktionsziel von 70% zum fossilen Vergleichswert nicht mehr erreicht. Der Vergleich der beiden Szenarien zeigt also, dass der Strommix in der Wertschöpfungskette auch darüber entscheidet, ob der importierte Wasserstoff nach Definition der EC als erneuerbar gilt.



1 Basierend auf Werten für 2021 von Our World in Data
 2 Basierend auf DNV Energy Transition Outlook für Latin America
 3 Basierend auf eigenem Szenario mit emissionsintensiveren Energieträgern

Abbildung 5-6 Zwei verschiedene Dekarbonisierungsszenarien für den chilenischen Strommix und damit einhergehende THG-Emissionen von aus Chile importiertem Wasserstoff (optimistische Technologieannahmen)

5.4.6 Exkurs: Direkter Transport von Ammoniak nach Österreich

Neben reinem Wasserstoff werden voraussichtlich auch erneuerbare, wasserstoffbasierte Energieträger zukünftig eine wichtige Rolle spielen. Einige Industriesektoren werden primär diese Wasserstofffolgeprodukte, etwa Ammoniak (zur Herstellung von Düngemitteln) oder Methanol (in der chemischen Industrie), nutzen. Viele dieser synthetischen Energieträger haben gegenüber Wasserstoff den Vorteil, dass sie aufgrund ihrer chemischen Eigenschaften leichter zu transportieren sind. Statt reinen Wasserstoff zu importieren, der lokal in Folgeprodukte umgewandelt wird, kann es daher aus techno-ökonomischer und Umweltperspektive effizient sein, das Folgeprodukt direkt zu importieren.

Am Beispiel von Ammoniak zeigt sich, dass die direkte Nutzung von Wasserstoffträgern oder wasserstoffbasierten Kraftstoffen auch signifikante Auswirkungen auf die THG-Emissionen hat. Abbildung 5-7 zeigt beispielhaft die THG-Emissionen von importiertem Ammoniak aus Chile, der entweder wieder in reinen Wasserstoff umgewandelt oder aber direkt genutzt wird. Eine vollständige Betrachtung der direkten Ammoniaknutzung inklusive Transport nach Österreich war nicht im Fokus der Studie. Der illustrative Vergleich verdeutlicht allerdings die Wirkungsrichtung einer direkten Ammoniaknutzung. Durch Verzicht auf die Rückumwandlung verringern sich die THG-Emissionen um über 40%. In Bezug auf das Minderungsziel von 70% heißt das, dass direkt genutzter Ammoniak aus Chile mit relativer Sicherheit als erneuerbar gilt. Im Gegensatz dazu ist das Erreichen des Minderungsziels von 70% bei grünem Wasserstoff, der auf derselben Route importiert wurde, gefährdet. Eine Nutzung von Wasserstofffolgeprodukten, die gleichzeitig als Träger dienen, anstelle von reinem Wasserstoff kann auch aus Perspektive der Emissionsreduktion ein sinnvolles Mittel sein.

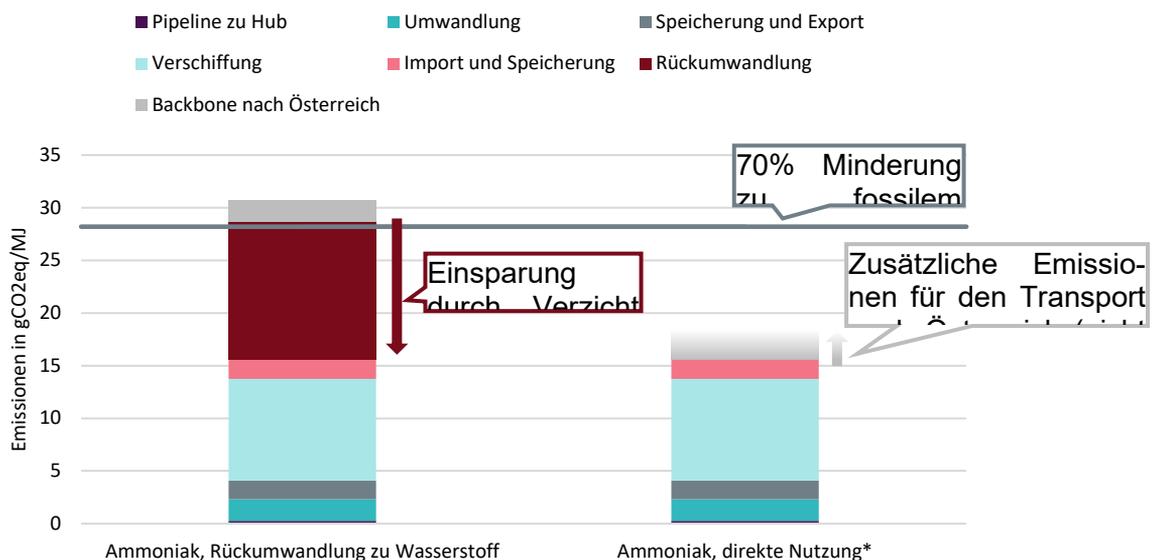


Abbildung 5-7 THG-Emissionen von importiertem Ammoniak aus Chile 2030, inklusive Rückumwandlung zu Wasserstoff (links) und direkte Nutzung ohne Rückumwandlung (rechts), pessimistische Annahmen.

* Beinhaltet keine Modellierung von THG-Emissionen durch Transport an die österreichische Grenze, sondern ausschließlich THG-Emissionen, die bis zur Anlandung in den Niederlanden anfallen (inklusive Speicherung).

6 KOOPERATIONSPARTNER:INNEN UND BARRIEREN

6.1 Ziele und Methodik

In den vorherigen Abschnitten wurden mögliche Importrouten für Wasserstoff sowie die damit verbundenen THG-Emissionen sowohl für den Pipeline- als auch Schiffstransport dargestellt. In diesem Abschnitt werden zunächst die verschiedenen Kooperationspartner:innen zusammenfassend evaluiert. Anschließend werden (regulatorische, marktliche) Barrieren für den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft entlang der gesamten Wertschöpfungskette und mögliche Maßnahmen und Handlungsempfehlungen zum Abbau und Reduktion dieser Barrieren diskutiert. Bei der Erstellung dieses Abschnittes wurden Interviews mit Marktteilnehmer:innen¹² zu den wesentlichen Barrieren und möglichen Lösungsansätzen geführt.

6.2 Prioritäre Kooperationspartner:innen für Bezugsquellen

Die Analysen in den Kapiteln 4 und 5 haben gezeigt, dass Importrouten mittels Pipelines sowohl 2030 als auch 2040 einen Kostenvorteil gegenüber den alternativen Importrouten mittels Schiffs-transport aufweisen. Gleichzeitig wird für Importe über Pipelines das THG-Minderungsziel – im Unterschied zu den anderen Importrouten – 2030 jedenfalls erreicht.

6.2.1 Pipelineimport aus Tunesien

Der Pipelineimport aus Tunesien erfordert die Errichtung von Wasserstoff-Erzeugungsanlagen in Tunesien sowie einer Wasserstoff-Infrastruktur von Tunesien, über Italien nach Österreich. Die Interviews mit den Marktteilnehmer:innen sowie zusätzlich verfügbare Informationen zeigen, dass es hier Überschneidungen mit bestehenden Initiativen und Plänen gibt:

- **Wasserstoff-Erzeugung:** Marktteilnehmer:innen gaben an, dass Tunesien ein potentieller Zielmarkt für die Errichtung von Wasserstoff-Erzeugungsprojekten ist.
- **Wasserstoff-Infrastruktur:** Die Interviews mit Marktteilnehmer:innen, sowie zusätzliche Analysen, zeigen, dass
 - der italienische Fernleitungsbetreiber SNAM die Verbindung zwischen Italien und Nordafrika auch mit dem Ziel des Imports von erneuerbarem Wasserstoff aus Nordafrika, inklusive Tunesien, forciert [49];
 - die italienische Regierung [50] sowie auch SNAM [51] das strategische Ziel formuliert haben, Italien als Wasserstoff-Hub für Europa zu etablieren;
 - die Maßnahmen von Italien zur Reduktion der Gasabhängigkeit von Russland die Auslastung der Trans Austria Gasleitung (TAG), an der SNAM die Mehrheitsanteile hält, für den Transport von russischem Gas von der Slowakei, über Österreich nach Italien deutlich reduzieren wird. Die Trans Austria Gasleitung wäre somit ein potentieller Kandidat für eine teilweise Umwidmung in eine Wasserstoffleitung.

Die Erschließung dieser Importroute hat den Vorteil, dass die Anzahl der erforderlichen Kooperationspartner:innen tendenziell überschaubar ist. Der Ausbau der Wasserstoff-Pipelineinfrastruktur bedarf auf Länderebene nur einer Koordination zwischen Italien und Österreich sowie auf Netzbetreiber:innenseite zwischen SNAM und TAG. Die grenzüberschreitende Netzplanung zwischen Italien und Österreich sollte durch die eigentumsrechtlichen Verschränkungen zwischen SNAM und TAG erleichtert werden.

6.2.2 Pipelineimport aus Spanien

Der Pipelineimport aus Spanien erfordert die Errichtung von Wasserstoff-Erzeugungsanlagen in Spanien sowie einer Wasserstoff-Infrastruktur von Spanien, über Frankreich und Deutschland nach

¹² Interviewpartner:innen sind entlang der Wertschöpfungskette in den Bereichen Wasserstoff-Erzeugung, -Transport sowie -Nachfrage zu verorten. Dabei wurden nationale als auch internationale Marktteilnehmer:innen befragt.

Österreich. Die Interviews mit Marktteilnehmer:innen sowie zusätzlich verfügbare Informationen zeigen, dass die Überschneidungen mit bestehenden Initiativen und Plänen im Vergleich zum Pipelineimport aus Tunesien geringer sind:

- **Wasserstoff-Erzeugung:** Marktteilnehmer:innen gaben an, dass Spanien ein potentieller Zielmarkt für die Errichtung von Wasserstoff-Erzeugungsprojekten ist;
- **Wasserstoff-Infrastruktur:** Marktteilnehmer:innen beschrieben, dass der Fokus in Spanien derzeit darauf liegt, den erneuerbaren Wasserstoff im Land zu behalten und für die eigene Dekarbonisierung zu verwenden. Dies kann sich negativ auf den kurz- bis mittelfristigen Ausbau der Wasserstoff-Exportinfrastruktur in Spanien auswirken. Darüber hinaus bestehen Herausforderungen bei der Entwicklung der Wasserstoff-Infrastruktur von Spanien nach Österreich, da hier verschiedene Länder (Spanien, Frankreich, Deutschland) involviert sind. Die veröffentlichten Ausblicke zum Wasserstoff-Netzausbau in Deutschland zeigen, dass die Verbindung nach Österreich erst nach 2030 vorgesehen ist.

Die Erschließung dieser Importroute erfordert eine größere Anzahl an Kooperationspartnern aus Spanien, Frankreich, Deutschland und Österreich. Eine Einbettung in bestehende Initiativen von österreichischen Marktteilnehmer:innen ist hier nicht möglich. Für die Koordination des Ausbaus der Wasserstoff-Infrastruktur von Spanien nach Österreich würden sich die im EU Hydrogen and Decarbonised Gas Package vorgesehenen Abläufe und Institutionen auf europäische Ebene anbieten.

6.2.3 Schiffstransport aus den VAE

Der Schiffstransport aus den VAE erfordert die Errichtung von Wasserstoff-Erzeugungsanlagen in den VAE, Umwandlungsanlagen in den VAE und Italien sowie einer Wasserstoff-Pipeline von Italien nach Österreich. Die Interviews mit den Marktteilnehmer:innen sowie zusätzlich verfügbare Informationen zeigen, dass hier Überschneidungen mit bestehenden Initiativen vorliegen:

- **Wasserstoff-Erzeugung:** Zwischen der Republik Österreich und den Vereinigten Emiraten wurde im Juli 2021 eine strategische Partnerschaft für eine internationale Zusammenarbeit abgeschlossen. Diese deckt auch die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff in den VAE ab [52];
- **Wasserstoff-Infrastruktur:** An der Errichtung der Wasserstoff-Infrastruktur sind bei der in diesem Bericht gewählten Transportroute nur die VAE (Umwandlungsanlage), Italien (Umwandlungsanlage und Pipeline) sowie Österreich (Pipeline) beteiligt. Es ergeben sich dabei auch gewisse Überschneidungen zum Pipelineimport aus Tunesien bei der Wasserstoff-Infrastruktur zwischen Italien und Österreich. In diesem Zusammenhang muss erneut das strategische Ziel der italienischen Regierung sowie SNAM, Italien als Wasserstoff-Hub für Europa zu etablieren, angeführt werden. Die Erschließung dieser Importroute erfordert somit die Koordination zwischen den VAE, Italien und Österreich. Das größte Risiko dieser Importroute, insbesondere bis 2030, besteht darin, dass der importierte Wasserstoff die THG-Minderungsziele nicht erreichen könnte und deshalb nicht als erneuerbarer Wasserstoff nach EU-Vorgabe gilt. Selbst wenn durch zusätzliche Initiativen vor Ort Netzstrom emissionsärmer wird, verbleiben die hohen THG-Emissionen aus dem Schiffstransport.

Als Alternative bietet sich für diese Transportroute bis 2030 der Fokus auf die Erzeugung und Lieferung von Derivaten (z.B. Ammoniak) nach Österreich an. Diese können direkt in der Industrie verwendet werden.

6.2.4 Schiffstransport aus Chile

Der Schiffstransport aus Chile erfordert die Errichtung von Wasserstoff-Erzeugungsanlagen in Chile, Umwandlungsanlagen in Chile und den Niederlanden (Hafen Rotterdam) sowie eine Wasserstoff-Pipeline von den Niederlanden, über Deutschland nach Österreich:

- **Wasserstoff-Erzeugung:** Aus öffentlich verfügbaren Informationen ist eine Initiative eines österreichischen Unternehmens in Chile bekannt [53];
- **Wasserstoff-Infrastruktur:** An der Errichtung der Wasserstoff-Infrastruktur sind bei der in diesem Bericht gewählten Transportroute Chile (Umwandlungsanlage), Niederlande (Umwandlungsanlage und Wasserstoff-Pipeline) Deutschland (Wasserstoff-Pipeline) sowie Österreich (Wasserstoff-Pipeline) beteiligt.

Die Erschließung dieser Importroute erfordert somit die Koordination zwischen Chile, Niederlande, Deutschland und Österreich. Das größte Risiko dieser Importroute, insbesondere bis 2030, besteht im Verfehlen der THG-Minderungsziele für erneuerbaren Wasserstoff.

Als Alternative bietet sich, analog zur Transportroute aus den VAE, die Lieferung von Derivaten (z.B. Ammoniak) nach Österreich an. Diese Überlegungen werden auch von der oben angeführten österreichischen Initiative angestellt.

6.2.5 Binnenschifftransport aus Rumänien

Der Binnenschifftransport aus Rumänien erfordert die Errichtung von Wasserstoff-Erzeugungsanlagen in Rumänien sowie Umwandlungsanlagen in Rumänien. Die Erschließung dieser Importroute erfordert somit nur eine Kooperation zwischen zwei Ländern (Rumänien und Österreich). Wir weisen allerdings darauf hin, dass jene Marktteilnehmer:in, welche dieses Projekt ursprünglich initiiert hat, diese Importroute nicht mehr weiterverfolgt.

6.2.6 Potentielle zusätzliche Importrouten

Die Auswahl der Regionen/Länder für die Importrouten wurden gemeinsam mit der Auftraggeber:in exemplarisch getroffen, um den Umfang der Studie handhabbar zu machen. Darüber hinaus können grundsätzlich auch andere Regionen/Länder attraktive Importrouten darstellen.

In den Interviews mit Marktteilnehmer:innen wurden zusätzliche potentielle Importrouten für erneuerbaren Wasserstoff angeführt, die in diesem Bericht nicht explizit analysiert wurden. Die Südroute, zum Beispiel, wird derzeit über den Hafen Ravenna abgewickelt. Alternativ könnte hier ggf. auch der Hafen Triest (Italien) eine Rolle spielen. Der LNG Terminal Krk (Kroatien) könnte mittelfristig als Anlieferhafen von erneuerbarem Wasserstoff dienen. Derzeit ist schon der Gastransport vom LNG Terminal Krk nach Österreich u.a. aufgrund fehlender Entry-Kapazitäten am Grenzübergangspunkt Murfeld nicht möglich. Dies erschwert auch die künftige Errichtung einer Wasserstoff-Infrastruktur.

Marktteilnehmer:innen nannten auch die Ukraine als potentielles Exportland für die Wasserstoff-Erzeugung und den Import nach Österreich. Der aktuelle Krieg in der Ukraine führte allerdings dazu, dass Pläne für Investitionen gestoppt wurden. Für die Importroute von der Ukraine über Slowakei nach Österreich steht ein Pipelinesystem zur Verfügung, das aufgrund der Pläne der EU zur Unabhängigkeit von fossilen russischen Energieträgern für eine alternativen Verwendung zur Verfügung steht. Die Importroute aus Ukraine könnte auch zu einer Anbindung zwischen Österreich und Deutschland führen. Marktteilnehmer:innen führten an, dass Investitionen in Wasserstoff-Erzeugung in der Ukraine auch im europäischen Kontext als Wiederaufbauhilfe für die Ukraine gesehen werden könnte. In Österreich gibt es aktuell mit dem H2EU+Store Projekt [54] eine internationale Industriepartnerschaft, die von RAG Austria AG ins Leben gerufen wurde und einen integrierten Ansatz über die gesamte Wasserstoff Wertschöpfungskette vorsieht.

6.3 Regulatorische Barrieren und Marktbarrieren mit Fokus auf Österreich und die EU

Aus fossilen Quellen gewonnener Wasserstoff ist derzeit schon ein unverzichtbarer chemischer Ausgangsstoff in der Industrie. Die Umstellung von diesem grauen auf erneuerbaren Wasserstoff stellt ein erhebliches Dekarbonisierungspotential dar. Zusätzliche Optionen der Dekarbonisierung bestehen durch Substitution von fossilen Energieträgern (wie Kohle, Erdgas) auf erneuerbaren Wasserstoff im Industriesektor (beispielsweise Stahlindustrie), im Transportsektor, im Wärmesektor (v.a. in Hochtemperaturanwendungen). In diesen Fällen sind allerdings zusätzliche prozessbedingte Umstellungen erforderlich.

Der Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff wird allerdings durch unterschiedliche (regulatorische und marktliche) Barrieren auf EU- und nationaler Ebene gehemmt. Diese lassen sich einteilen in:

- Wertschöpfungsspezifische Barrieren – Risiken innerhalb der Wertschöpfungskette, die den Ausbau hemmen; sowie
- Wertschöpfungsübergreifende Barrieren – Herausforderungen in Bezug auf Koordination und Regulierung beim Hochlauf eines neuen Marktes.

Im Folgenden werden beide Arten von Barrieren detaillierter beleuchtet.

6.3.1 Wertschöpfungsspezifische Barrieren

Wesentliche wertschöpfungsspezifische Barrieren bestehen entlang der Wertschöpfungskette von Wasserstoff-Erzeugung, über Transport (Wasserstoff-Infrastruktur) bis hin zur Wasserstoff-Nachfrage.

In dieser Studie liegt der Fokus auf dem Import von erneuerbarem Wasserstoff. Barrieren innerhalb von Österreich sind deshalb nur insoweit relevant, als dass sie sich auch auf den Import auswirken können. Beispielsweise sind inländische Barrieren auf der Nachfrageseite von Bedeutung, da eine inländische Nachfrage eine Voraussetzung für Investitionen entlang der Wertschöpfungskette für den Import von erneuerbarem Wasserstoff nach Österreich sind.

Wasserstoff-Erzeugung

Die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff ist insbesondere für großskalierte Erzeugungseinheiten noch keine großflächig erprobte und eingesetzte Technologie (**Technologierisiko und Kostenrisiko**). Dementsprechend sind Erzeugungskosten noch hoch und erneuerbarer Wasserstoff nicht konkurrenzfähig. Durch eine Weiterentwicklung der Technologie und/oder durch eine Hochskalierung (ähnlich wie bei Wind- und PV-Anlagen) können Kosten gesenkt werden. Zwei Marktteilnehmer:innen haben angemerkt, dass das Technologierisiko aus ihrer Sicht nur bedingt eine Investitionsbarriere darstellt, da beispielsweise mit der PEM-Elektrolyse eine ausreichend ausgereifte Technologie zur Wasserstofferzeugung vorhanden ist. Von Marktteilnehmer:innen wurde allerdings darauf hingewiesen, dass bei der Ausgestaltung von Fördermechanismen die mögliche Kostendegression bei Elektrolyseuren berücksichtigt werden muss, damit First-Mover keinen Nachteil erleiden.

Mit den hohen Erzeugungskosten ist ein **Absatzrisiko** verbunden. Konkret bedeutet dies, dass der **grüne Wert** des erneuerbaren Wasserstoffs **nicht ausreichend monetarisiert** werden kann. Die Wasserstoff-Erzeugung findet somit zu den Erzeugungskosten keine ausreichende Nachfrage. Bindende Quoten für den Einsatz von grünem Wasserstoff in verschiedenen Industrien können hier Sicherheit schaffen.¹³ Die aktuell sehr hohen Preise bei fossilen Energieträgern (z.B. Erdgas) sowie die Bepreisung von CO₂ führen außerdem dazu, dass der Kostenabstand zu den alternativen fossilen Energieträgern sich verringert bzw. nicht mehr besteht. Beides kann das Absatzrisiko reduzieren. Dem gegenüber steht das Risiko, dass durch die insgesamt hohen Energiepreise in Europa Industrien in andere Regionen der Welt abwandern. Somit würde die Nachfrage zumindest in der von der Abwanderung betroffenen Region wegfallen.

Zusätzlich bestehen **regulatorische Risiken** grundsätzlicher Art. Hier wurde von Marktteilnehmer:innen die mangelnde bzw. unklare Definitionen für erneuerbaren Wasserstoff angeführt. In diesem Zusammenhang wurden die Kriterien durch den Delegated Act zur RED II, der aktuell nur als Entwurf vorliegt, genannt, welche die Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom für die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff einschränken. Diese Kriterien gelten zwar zunächst nur für den Transportsektor, allerdings ist davon auszugehen, dass ähnliche Kriterien zukünftig auch für andere Sektoren relevant sein werden. Diese strengen Kriterien für erneuerbaren Strom wurden von Marktteilnehmer:innen als wenig unterstützend zum Aufbau von Wasserstoff-Erzeugungsanlagen angeführt und angemerkt, dass die Kriterien bei der Erarbeitung der RED III überdacht werden sollten. Neben der genauen Ausgestaltung der Kriterien stellt auch die Unsicherheit über den grundsätzlichen regulatorischen Rahmen ein Risiko dar. Teils konträre Vorschläge zur zukünftigen Regulierung von erneuerbarem Wasserstoff innerhalb der Europäischen Union erhöhen die Unsicherheit von Investitionen und verzögern damit den Markthochlauf.¹⁴

¹³ Etwa durch die RED III oder die ReFuelEU Aviation Verordnung.

¹⁴ Beispielsweise kann in diesem Zusammenhang auf die bestehende regulatorische Unsicherheit zur Definition von erneuerbarem Wasserstoff hingewiesen werden. Hier liegen in der aktuellen europäischen Diskussion zwei unterschiedliche und teils widersprüchliche Definitionen für erneuerbaren Wasserstoff in dem Entwurf zum Delegated Act zur RED II der EU-Kommission und zum Entwurf zur Novelle der RED II durch das europäische Parlament vor.

In dieser Studie liegt der Fokus auf dem Import von erneuerbarem Wasserstoff. Dies bedeutet, dass nur die Nachfrage und nicht die Erzeugung des erneuerbaren Wasserstoffs in Österreich liegt. Damit sind Unsicherheiten über verfügbaren zu exportierenden Wasserstoff aus Drittländern verbunden. Potenzielle Exportländer für erneuerbaren Wasserstoff könnten einen Anreiz haben, **den erneuerbaren Wasserstoff im eigenen Land zu behalten**. Entweder besteht im Land selbst ein Dekarbonisierungsbedarf oder die Verfügbarkeit von lokal erzeugtem erneuerbarem Wasserstoff wird als Standortfaktor zur Ansiedlung von neuer Industrie verwendet. Dieser Effekt wird verstärkt, wenn Exporte von erneuerbarem Wasserstoff nicht auf die erneuerbaren Ziele nach EU-Vorgabe [48] anrechenbar sind und/oder Förderungen im Exportland für erneuerbaren Wasserstoff der Nachfrage außerhalb des Exportlandes zugutekommen¹⁵. Marktteilnehmer:innen haben auf diese Herausforderung beispielsweise für Spanien hingewiesen.

Die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff außerhalb von Österreich ist grundsätzlich mit einem Länderrisiko verbunden, welches in die erforderliche Rendite für ein Investitionsprojekt eingepreist wird. **Politische Risiken**, insbesondere in weniger entwickelten Ländern außerhalb der Europäischen Union, können dabei zu präventiv hohen Vorgaben der Renditeerwartungen für Investitionen in die erneuerbare Wasserstoff-Erzeugung führen. Auf diesen Aspekt wurde von Marktteilnehmer:innen im Zusammenhang mit Tunesien hingewiesen¹⁶.

Wasserstoff-Nachfrage

Die nationale Wasserstoff-Nachfrage in Österreich ist eine Voraussetzung für die Erschließung von Wasserstoff-Importrouten. Oder anders ausgedrückt: Ohne einer entsprechenden Wasserstoff Nachfrage in Österreich lässt sich ein Business Case für den Wasserstoff Import nicht darstellen. Dies bedingt, dass generellen Barrieren für die Wasserstoff Nachfrage in Österreich auch im Zusammenhang mit dem Wasserstoff Import relevant sind.

Erneuerbarer Wasserstoff ist in der Regel kein direktes Substitut für fossile Energieträger.¹⁷ Somit sind Investitionen in die Umstellung von Produktionsanlagen erforderlich. Auch hier können **Technologierisiken** bestehen, zum Beispiel durch technische Zulassungsregeln. Die erforderlichen Umstellungsinvestitionen stellen ein zusätzliches **Kostenrisiko** für Wasserstoff-Nachfrager:innen dar.

Ähnlich wie die Wasserstoff-Erzeugung kann auch die Wasserstoff-Nachfrage den **grünen Wert des erneuerbaren Wasserstoffs nicht ausreichend monetarisieren**. Der Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff bringt somit Kostennachteile im nationalen und globalen Wettbewerb. Zum Ausgleich dieser Kostennachteile ist grundsätzlich ein Level-Playing-Field bei der CO₂ Bepreisung erforderlich. Langfristig kann dies durch einen globalen CO₂ Preis erfolgen. In der kürzeren Frist können diese Nachteile durch Carbon-Border-adjustment-Taxes adressiert werden. Von Marktteilnehmer:innen wurde angeführt, dass ein Umstieg auf erneuerbaren Wasserstoff wirtschaftlich nicht darstellbar ist, solange nicht alle Unternehmen im Industriesektor auf erneuerbaren Wasserstoff umsteigen und/oder die preislichen Unterschiede global ausgeglichen werden.

Der Wert von erneuerbarem Wasserstoff ist derzeit hauptsächlich durch die Regulierung (**regulatorisches Risiko**) getrieben. Die Herausforderung ist dabei, dass das regulatorische Umfeld auf EU und nationaler Ebene sehr komplex und zugleich noch im Fluss ist. Gleichzeitig unterscheiden sich die wertgenerierenden Regularien je Anwendungsfall:

- Beim Einsatz in Raffinerien wird der Wert von erneuerbarem Wasserstoff durch die THG-Minderungsspflicht der RED II getrieben. Der Wert des Wasserstoffs hängt dabei von den Produktionskosten konkurrierender alternativer erneuerbarer Kraftstoffe ab, sowie der Nachfrage und

¹⁵ Beispielsweise durch Steuern finanzierte Subventionen für Wasserstoffherzeugung in Spanien, von denen aufgrund von Exporten Nachfrager:innen in Österreich profitieren.

¹⁶ Die Marktteilnehmer:in machte auch den Hinweis in diesem Zusammenhang auf die Ukraine, die vor der russischen Invasion als aussichtsreicher Kandidat für ein Exportland von erneuerbarem Wasserstoff gegolten hat.

¹⁷ Mit Ausnahme der direkten Substitution von „grauem“ durch erneuerbaren Wasserstoff in bestehenden Produktionsprozessen.

der Höhe der Pönale bei Nichterreichung der THG-Minderungsverpflichtung. Marktteilnehmer:innen wiesen hier darauf hin, dass die RED II in Österreich noch nicht umgesetzt ist und deshalb die Anrechnungsmöglichkeiten für erneuerbaren Wasserstoff unklar ist.

- Im Vergleich dazu ist der Wert von erneuerbarem Wasserstoff beim Einsatz in der Stahlindustrie aktuell nicht durch eine THG-Minderungsverpflichtung getrieben. Stattdessen soll die Dekarbonisierung monetär durch vermiedene CO₂-Zertifikatkosten beanreizt werden.

Die unterschiedlichen werttreibenden Regularien für die verschiedenen Sektoren wurden von Marktteilnehmer:innen als Barrieren für einen gesamthaften Anstieg der erneuerbaren Wasserstoffnachfrage angeführt.

Das **Risiko der sicheren Verfügbarkeit** von erneuerbarem Wasserstoff wurde von Marktteilnehmer:innen als wesentliche Barriere genannt. Neben der reinen mengenmäßigen Verfügbarkeit besteht zusätzlich ein **Preisrisiko**, wenn insbesondere in der Wasserstoff-Hochlaufphase nur wenige Anbieter:innen verfügbar sind und hier das Risiko von lokaler Marktmacht besteht. Marktteilnehmer:innen wiesen auch auf Komplementaritäten bei der Verfügbarkeit von erneuerbaren Energieträgern hin. Als Beispiel wurde hier die Umstellung in der Stahlproduktion von der Hochofenroute auf Elektrolichtbogen/Direktreduktion genannt. Diese erfordert nicht nur die Verfügbarkeit einer großen Menge an erneuerbarem Wasserstoff, sondern auch von großen Mengen an erneuerbarem Strom.

Wasserstoff-Infrastruktur

Der Transport von Wasserstoff von der Erzeugung zur Nachfrage benötigt eine Wasserstoff-Infrastruktur. Die Komplexität der erforderlichen Wasserstoff-Infrastruktur hängt von der jeweiligen Importroute ab. Pipelinetransport erfordert nur Wasserstoff-Pipelines (Neubau oder Umwidmung von Gaspipelines) während für den Schiffstransport zusätzliche Anlagen für Umwandlung und Verschiffung benötigt werden. In beiden Fällen sind zudem Wasserstoff-Speicher erforderlich. Auf europäischer Ebene bildet das EU Hydrogen and Decarbonised Gas Package den Überbau für die mögliche Ausgestaltung der Regulierung für Wasserstoff-Infrastruktur.

Marktteilnehmer:innen merkten an, dass keine prohibitiven **Technologierisiken** für die Errichtung von Wasserstoff-Infrastruktur insbesondere Wasserstoff-Pipelines bestehen.

Die neue Wasserstoff-Infrastruktur muss im ersten Schritt für einen wenig entwickelten Markt mit anfänglich geringer Transport-, Speicher- bzw. Umwandlungsnachfrage errichtet werden. Bei langlebigen Investitionen besteht hier ein **Auslastungsrisiko**. Die Infrastruktur wird in Erwartung eines in der mittleren/langen Frist entstehenden Bedarfs gebaut. Der zeitliche Verlauf der Auslastung kann zu einem unerwünschten Verlauf der Entgelte für die Wasserstoff-Infrastruktur führen, wenn hohe Kosten auf einen anfänglich nur geringen Bedarf umgelegt werden. Die Regulierung der neuen Wasserstoff-Infrastruktur steht somit vor zwei großen Herausforderungen: Einerseits muss das Auslastungsrisiko auf ein Niveau reduziert werden, dass notwendige Investitionen auch tatsächlich getätigt werden. Andererseits müssen Netztarife so ausgestaltet werden, dass anfänglich prohibitiv hohe Netztarife vermieden werden. Das bedeutet, dass Kosten in die Zukunft verschoben werden sollten, wenn ein höherer Bedarf an der Wasserstoff-Infrastruktur besteht und Kosten auf ein höheres Nachfragevolumens umgelegt werden können. Die Marktteilnehmer:innen haben einen flexibleren Zugang zur Quersubventionierung zwischen etablierten Gasnetzen und einer erst im Aufbau befindlichen Wasserstoff-Infrastruktur angesprochen. Diese wurden neben staatlichen Subventionen als ein mögliches Instrument zur Förderung des Aufbaus einer Wasserstoff-Infrastruktur genannt.

Marktteilnehmer:innen wiesen in diesem Zusammenhang auf noch ungeklärte Fragen in Österreich hin: Soll Wasserstoff-Infrastruktur reguliert werden? Wenn ja, kommen hier die Anforderungen des Gaswirtschaftsgesetzes zur Regulierung von Gasnetzen zur Anwendung?

Das EU Hydrogen and Decarbonised Gas Package sieht ein **vertikales Unbundling**¹⁸ basierend auf einem Ownership Unbundling oder ISO Modell¹⁹ mit einem Übergangszeitraum und möglichen Ausnahmen bis zum 31. Dezember 2030 vor. Von Marktteilnehmer:innen wurde diese Bestimmung als Hindernis insbesondere für die Errichtung von nationalen Wasserstoff-Pipelines hin zu Endkund:innen genannt.

Für den Import von erneuerbarem Wasserstoff nach Österreich ist insbesondere die **Errichtung von Wasserstoff-Infrastruktur in Ländern außerhalb Österreichs** erforderlich. Hier besteht keine bzw. eine eingeschränkte Möglichkeit von Österreich, den Wasserstoff-Infrastrukturausbau voranzutreiben. Das EU Hydrogen and Decarbonised Gas Package sieht hierzu die Bildung eines „European Network of Network Operators for Hydrogen“ vor, welche u.a. auch einen Input zu den europäischen Netzentwicklungsplänen leisten soll. Erste Schritte zu einem koordinierten Netzausbau finden sich in der „European Hydrogen Backbone“ Initiative von europäischen Gasfernleitungsnetzbetreiber:innen [12]. Bei der Erschließung von Exportländern außerhalb der EU sind Initiativen zum Wasserstoff-Infrastrukturausbau über die EU auszuweiten. Marktteilnehmer:innen wiesen hier insbesondere auf die Notwendigkeit von grenzüberschreitenden Kooperationen zwischen EU-Mitgliedstaaten und/oder Gasfernleitungsnetzbetreiber:innen hin, damit keine unerwünschten „Lücken“ in der Wasserstoff-Infrastruktur entstehen.

6.3.2 Wertschöpfungsübergreifende Barrieren

Die Koordination über die gesamte Wasserstoff-Wertschöpfungskette sowie Regulierung stellen zentrale wertschöpfungsübergreifende Barrieren dar, die im Folgenden erläutert werden.

Koordination

Der Hochlauf für erneuerbaren Wasserstoff ist durch ein „Henne-Ei“-Problem gekennzeichnet, welches zu den oben diskutierten wertschöpfungsspezifischen Barrieren hinzukommt. Zwischen Investitionen in die Wasserstoff-Erzeugung, Wasserstoff-Nachfrage sowie Wasserstoff-Infrastruktur bestehen wechselseitige Abhängigkeiten. Beispielsweise gilt, dass selbst wenn Fördermechanismen für die Erzeugung von Wasserstoff implementiert sind, eine entsprechende Nachfrage und dafür benötigte Infrastruktur für den erneuerbaren Wasserstoff bestehen müssen. Solange dies nicht sichergestellt ist, würden trotz Förderung keine Investitionen in die Wasserstoff-Erzeugung getätigt werden. Die **wechselseitigen Abhängigkeiten und mangelnde Koordination** wurden von allen Marktteilnehmer:innen als wesentliche Barriere genannt.

Beim Import von erneuerbarem Wasserstoff sind an sämtliche Koordinationsschritten zwischen den Wertschöpfungsstufen mindestens zwei Staaten beteiligt. Erschwerend kommt hinzu, dass einige Länder außerhalb der EU liegen und somit EU-Regularien nicht greifen. In diesen Fällen können zusätzlichen bi-/multilaterale Abkommen erforderlich sein. Marktteilnehmer:innen wiesen in diesem Zusammenhang darauf hin, dass es wenig realistisch sei, dass Nicht-EU-Mitgliedsländer Fördergelder für die lokale Wasserstoff-Erzeugung, welche für den Export gedacht ist, zur Verfügung stellen würden.

Zusätzlich besteht eine Abhängigkeit von der Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom. Nicht nur die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff erfordert korrespondierende Mengen an erneuerbarem Strom. Auch für die Prozesse entlang der Wertschöpfungskette (z.B. Umwandlungsprozesse) wird erneuerbaren Strom benötigt, damit die THG-Minderungsziele erreicht werden können.

¹⁸ Ein Unternehmen, das entweder im Vertrieb und/oder Produktion von Wasserstoff tätig ist, darf kein Wasserstoff-Netz betreiben. Dies ist insbesondere für Gasverteilnetzbetreiber relevant, die häufig Teil eines vertikal integrierten Unternehmens sind. Für Gasfernleitungsnetzbetreiber ist dies ggf. weniger relevant.

¹⁹ In einem Independent System Operator Modell würde die Wasserstoff-Infrastruktur von einer unabhängigen Organisation (damit getrennt von der bisherigen Erdgasinfrastruktur) betrieben.

Zertifizierung von erneuerbarem Wasserstoff

Wie in Kapitel 5.3 beschrieben gibt der Draft Delegated Act der EC [48] CO₂-Minderungsziele vor, die erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs, und damit auch Wasserstoff zur Erzeugung dieser Kraftstoffe, erfüllen müssen, um als erneuerbar zu gelten.

Es ist allerdings noch unklar, wie und durch wen diese Zertifizierung erfolgen soll. Dies gilt sowohl für in der EU erzeugten als auch in die EU importierten Wasserstoff. Bei letzterem ergibt sich die zusätzliche Herausforderung, dass die Zertifizierung auch auf Nicht-EU Länder angewandt werden muss. Hier müssten auch Monitoringinstrumente implementiert werden, die beispielsweise die Einhaltung der Kriterien des Draft Delegated Act zur RED II bzw. zur Zusammensetzung des Netzstroms hinsichtlich der THG-Emissionen erfassen.

In der RED II ist die Ausweitung des bestehenden (Strom-) Herkunftsnachweissystems (HKN) auf erneuerbare Gase vorgesehen. Die HKN für erneuerbare Gase folgen dabei den bisherigen Herkunftsnachweissvorschriften: Sie dienen ausschließlich als Nachweis gegenüber Endkund:innen. Es ist ausdrücklich vorgesehen, dass diese HKN nicht als Nachweis für die Erfüllung verbindlicher europäischer Vorgaben zum Einsatz von erneuerbaren Energien geeignet sind.

Die Unsicherheit bei der Zertifizierung wurde von allen Marktteilnehmer:innen als große Barriere für den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft angeführt. Marktteilnehmer:innen wiesen insbesondere für die Anschubphase des Markthochlaufs auf die mögliche Bedeutung von Blending hin und die Möglichkeit, geblendeten erneuerbaren Wasserstoff als erneuerbares Gas über Zertifikate – zunächst unabhängig von der physischen Lieferung – anzuerkennen. Marktteilnehmer:innen wiesen auch auf die Komplexität bei der Implementierung von Zertifizierungssystemen mit Nicht-EU Mitgliedsländern hin. Hier muss z.B. eine wechselseitige Anerkennung zwischen EU und Nicht-EU Mitgliedsland gegeben sein.

Verwandt mit der Zertifizierung von Wasserstoff ist die Frage nach zukünftigen Wasserstoffqualitäten. Verschiedene Endanwendungen benötigen unterschiedlich reinen Wasserstoff [55]. In der Stahlproduktion sind die Qualitätsanforderungen etwa geringer als in der chemischen Industrie. Gerade durch den Transport kann es aber zu Verunreinigungen im Wasserstoff kommen. Noch ist unklar, in welcher Qualität Wasserstoff künftig der Wasserstoff-Nachfrage zur Verfügung gestellt werden muss und wer für die Aufreinigung verantwortlich sein wird.

Genehmigungsverfahren

Von Marktteilnehmer:innen wurde als generelle wertschöpfungsübergreifende Barriere weiterhin die langen und komplexen Genehmigungsverfahren genannt. Diese beziehen sich auch auf komplementäre Anlagen wie etwa jene für Stromnetze sowie erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen.

6.4 Maßnahmen zur Beseitigung/Reduktion von Barrieren

In der Folge werden Maßnahmen und Handlungsempfehlungen zur Beseitigung bzw. Reduktion von Barrieren für erneuerbaren Wasserstoff durch die Studienautoren dargestellt. Der Fokus wird dabei ausdrücklich auf die Fragestellungen im Zusammenhang mit dem Import von Wasserstoff gelegt.²⁰

6.4.1 Zügige Fertigstellung der Definition von erneuerbarem Wasserstoff, internationaler Standards für Wasserstoff Qualität sowie international anerkannte Zertifizierungssysteme

Die Grundlage für die Entwicklung einer erneuerbaren Wasserstoffwirtschaft und entsprechenden Importsystemen ist eine klare bzw. international einheitliche Definition von erneuerbarem Wasserstoff über alle Sektoren hinweg. Ergänzend dazu ist ein entsprechendes Zertifizierungssystem für erneuerbaren Wasserstoff notwendig, anhand dessen Erneuerbaren- bzw. CO₂-Reduktionsziele nachgewiesen werden können. Das Zertifizierungssystem sollte neben den EU-Ländern auch Nicht-EU-Länder umfassen. Mit der Definition von erneuerbarem Wasserstoff soll auch die Entwicklung

²⁰ Die angeführten Maßnahmen sind als exemplarisch zu sehen und haben keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

und Harmonisierung von internationalen Standards zur Sicherheit und Wasserstoff-Qualität einher gehen. Diese Regularien sind derzeit auf europäischer Ebene in Entwicklung, jedoch bei Weitem noch nicht abgeschlossen. Der zügige Abschluss dieses Rahmens ist die wesentliche Voraussetzung für eine Monetarisierung des grünen Wertes von erneuerbarem Wasserstoff.

Die Herausforderung bei der Zertifizierung besteht darin, dass das Zertifizierungssystem einerseits transparent ist und damit von allen Marktteilnehmer:innen akzeptiert wird sowie andererseits Doppelzählungen verhindert, damit die Einhaltung von Erneuerbaren Zielen überprüft werden kann. Gleichzeitig muss ein Level-Playing Field zwischen EU-Importen und Importen aus Drittstaaten hergestellt werden. Für die Zertifizierung von erneuerbarem Wasserstoff müssen demnach u.a. folgende Anpassungen vorgenommen werden:

- **Erweiterung um zusätzliche Nachhaltigkeitskriterien:** Herkunftsnachweise der Wasserstoffherzeugung könnten um zusätzliche Nachhaltigkeitskriterien erweitert werden und ausdrücklich den Beitrag zur Treibhausgasreduzierung des zertifizierten Produkts festhalten. Hierfür müssten zeitnahe die EU-Vorgaben klargestellt werden (nach welchen Kriterien muss zertifiziert werden). Diese sollen EU-weit einheitlich sein, damit es nicht zu unterschiedlichen Zertifizierungsstandards in der EU kommt. Freiwillige Zertifizierungssysteme, wie beispielsweise das EU-Forschungsprojekt CertifHy [56], bei dem entsprechende Nachhaltigkeitskriterien entwickelt und anhand dieser zwischen verschiedenen Wasserstoff-Qualitäten unterschieden werden, sollten von einer europäischen Institution notifiziert werden, um einheitliche Standards vorweisen zu können.
- **Zählinstrument:** Zertifikate werden nicht nur zum Nachweis gegenüber Endverbraucher:innen herangezogen, sondern auch als Zählinstrument zum Nachweis über den Anteil an erneuerbaren Energien bzw. Treibhausgasreduzierung in Endverbrauchersektoren. Dafür muss eine einmalige Anrechnung der zertifizierten Energiemenge in einem Mitgliedstaat und einem Endverbraucher:innensektor sichergestellt werden. Die RED II sieht hier ein Massenbilanzsystem allerdings nur für den Transportsektor vor, bei dem die Angaben über die Nachhaltigkeit von der Erzeugung bis zum Verbrauch nachverfolgt werden. Eine europaweite Handelbarkeit erfordert eine physische Energieübertragung oder ein System, bei dem im Herkunftsstaat die Anrechnung automatisch wegfällt. Nur dadurch kann eine Doppelanrechnung verhindert werden. Dies wird aktuell im Rahmen der Diskussion zur RED III vorgesehen.
- **Zertifizierung in Nicht-EU Ländern:** Internationale Zertifizierungssysteme können grundsätzlich von der EU-Kommission anerkannt werden. Dabei stellt sich allerdings die Frage, welche Untersuchungsbefugnisse die EU-Kommission oder ein EU-Mitgliedstaat hat, die Einhaltung der EU-Vorschriften sicherzustellen.

Um einen schnellen Hochlauf und verbindliche Abkommen mit Importpartner:innen zu ermöglichen, ist eine schnelle Konkretisierung des zukünftigen Zertifizierungsmechanismus unerlässlich.

6.4.2 Unterstützungsrahmen für erneuerbare Wasserstoff-Importe muss überregional ausgestaltet sein

Ohne einen entsprechenden Unterstützungsrahmen ist die Erzeugung sowie die Nachfrage von erneuerbarem Wasserstoff nicht zeitnah zu erwarten. Da im Falle von Wasserstoff-Importen zumindest zwei Länder beteiligt sind, muss der Unterstützungsrahmen überregional ausgestaltet werden und gleichzeitig ein fairer Lastenausgleich der Fördermittel zwischen den beteiligten Ländern sichergestellt werden. Zusätzlich kann der überregionale Rahmen durch nationale Maßnahmen ergänzt werden, welche beispielsweise das Länderrisiko insbesondere für die Wasserstoff-Erzeugung in Nicht-EU-Ländern adressiert.

Bausteine für Unterstützungsrahmen zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff im Zusammenhang mit Wasserstoff-Importen

Der Unterstützungsrahmen für die Wasserstoff-Erzeugung soll die relevanten Risiken (siehe Kapitel 6.3) adressieren. Dabei ist zwischen überregionalen Fördermechanismen und nationalen Maßnahmen zu unterscheiden:

- **Überregionale Koordination des Unterstützungsrahmens:** An den Wasserstoff-Importen sind grundsätzlich mehrere Partnerländer beteiligt. Entsprechend ist es sinnvoll, Fördermecha-

nismen primär durch überregionale Initiativen und (EU-)Institutionen zu etablieren und aufeinander abzustimmen. Hierzu bieten die EU-Regularien (z.B. beihilferechtliche Vorgaben) Eckpunkte, wie Förderungen ausgestaltet werden können.

- **Nationale Maßnahmen können überregionale ergänzen:** Der überregionale Unterstützungsrahmen kann dann durch einzelne nationale Maßnahmen ergänzt werden. Darunter fallen spezifische Maßnahmen, um Investitionen insbesondere im nicht-europäischen Ausland abzusichern. Dies umfassen einerseits spezifische Investitionsschutzabkommen mit den Exportländern sowie Mechanismen zur Abfederung spezifischer Investitionsrisiken in den definierten Ländern. Diese Abfederung kann in Form von entsprechenden Versicherungen für Investitionsrisiken erfolgen.

Der Unterstützungsrahmen sollte sicherstellen, dass kein „First Mover Disadvantage“ entsteht. Frühere Elektrolyseur-Anlagen sollten nicht durch spätere Anlagen aus dem Markt gedrängt werden, die aufgrund von Kostendegressionen mit niedrigeren Kosten (durch fortschreitende Technologieentwicklung und Ramp-up) Wasserstoff produzieren können.

Tabelle 6-1 zeigt eine Übersicht von möglichen Maßnahmen zur Reduktion von Barrieren für die Wasserstoff-Erzeugung. Jede Form der Förderung hat dabei ihre Vor- und Nachteile. Empfohlen wird die zügige Analyse unterschiedlicher Fördermechanismen und die Ausgestaltung eines Unterstützungsrahmens unter Beachtung der gesamten Wasserstoff-Wertschöpfungskette sowie der Herausforderungen, die sich aus der Beteiligung von mehreren Staaten (EU- und Nicht-EU-Länder) bei der Etablierung von Wasserstoff-Importrouten ergibt. Bei der Ausgestaltung des Unterstützungsrahmens ist auch darauf zu achten, dass keine Doppelförderung des Wasserstoffs bzw. einzelner Stakeholdergruppen entsteht.

Tabelle 6-1 Maßnahmen zur Reduktion von Barrieren auf Erzeugungsseite

Barriere	Maßnahme	Beschreibung
Technologierisiko	F&E Förderung	Das Technologierisiko stellt keine prohibitive Investitionsbarriere dar, da entsprechend ausgereifte Technologien verfügbar sind. F&E Förderungen für weniger ausgereifte Technologien (z.B. Hochtemperatur-Elektrolyse).
Kostenrisiko und Absatzrisiko	Förderung für Wasserstoff-Erzeugung innerhalb EU bzw. Nicht-EU-Land	<p>Fördermechanismen für Wasserstoff-Erzeugung (z.B. Marktprämien, Contract for Differences, langfristige Abnahmeverträge, Investitionszuschüsse) erhöhen die Nachfrage nach Elektrolyseuren und reduzieren die Investitionskosten durch Skaleneffekte bei deren Produktion.</p> <p>Die Herausforderung im Zusammenhang mit Wasserstoff-Import besteht darin, dass hier grenzüberschreitenden Projekte betroffen sind, d.h. Wasserstoff-Erzeugung in einem anderen EU-Staaten oder Drittland für Wasserstoff-Nachfrage in Österreich. Der Fokus sollte deshalb vor allem auf Mechanismen auf EU-Ebene bzw. internationaler Ebene liegen (z.B. Erweiterung des EU-Erneuerbaren Fördermechanismus auf Wasserstoff-Projekte, EU-Wasserstoffbank)</p> <p>In der Anfangsphase kann durch eine gesicherte Back-up Nachfrage das Absatzrisiko der Wasserstoff-Erzeugung reduziert werden. Dabei können unterschiedliche Optionen zur Anwendung gelangen (z.B. Beimischung von Wasserstoff in bestehende Gasnetze)</p> <p>Kreditförderungen (z.B. durch EBRD) können zusätzlich die „Bankability“ eines Projektes erhöhen.</p>

Barriere	Maßnahme	Beschreibung
Dekarbonisierung in EU-Exportland	Maßnahmen zum Lastenausgleich für Förderung der Wasserstoff-Erzeugung	Potenzielle Exportländer für erneuerbaren Wasserstoff innerhalb der EU sollten durch einen Export keinen Nachteil erleiden. Dies könnte beispielsweise durch Zahlungen zwischen den EU-Ländern erfolgen, wenn <i>gefördert erzeugter</i> erneuerbarer Wasserstoff außerhalb des Förderlandes verbraucht wird
Nicht-EU Länder – Politisches Risiko	Strategische Partnerschaften	Einbettung der Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff für den Export in eine strategische Partnerschaft zwischen Ländern, die auch andere Wirtschaftssektoren sowie entwicklungspolitische Maßnahmen inkludiert, um für das Nicht-EU-Land einen zusätzlichen Mehrwert zu bieten. Diese Partnerschaften können als Grundlage für weitere Kooperationen zwischen Unternehmen dienen.
	Versicherungen für Investitionsrisiken	Das politische Risiko kann durch Versicherungen für Investitionsrisiken von österreichischen Institutionen (z.B. Kontrollbank) teilweise übernommen werden
	Investitionsschutzabkommen	Bi-/multilaterale Investitionsschutzabkommen zwischen der EU (bzw. Österreich) sowie dem Nicht-EU Land

Bausteine für Unterstützungsrahmen zur Nachfrage von erneuerbarem Wasserstoff im Zusammenhang mit Wasserstoff-Importen

Maßnahmen zum Barriere-Abbau auf Nachfrageseite sind nur insofern relevant, als dass die Nachfrage unmittelbar Einfluss auf die Wasserstoff-Importe nimmt.

Anders als Maßnahmen zum Abbau von Barrieren in der Wasserstoff-Erzeugung, sind Maßnahmen der Wasserstoff-Nachfrage stark durch Nationalstaaten (d.h. Österreich) selbst beeinflussbar. Wie im Hinblick auf die Erzeugungsseite bereits diskutiert, sollte im Rahmen nationaler Maßnahmen der Ausgleich einer möglichen Kostendifferenz zwischen konventionell und erneuerbar hergestellten Produkten (etwa durch CCfDs) berücksichtigt werden. Inwieweit ein Förderbedarf besteht, sollte dabei sektorspezifisch evaluiert werden.

Allerdings wäre es auch auf Nachfrageseite sinnvoll, über die Landesgrenzen hinaus zu blicken. Durch Kooperationen zwischen Ländern kann möglicherweise eine kritische Masse bei der Wasserstoff-Nachfrage gehoben werden, die auf Erzeugungsseite Investitionssicherheit schaffen kann.

Tabelle 6-2 zeigt die Übersicht von Maßnahmen zur Reduktion von Barrieren bei der Wasserstoff-Nachfrage. Auch bei der Ausgestaltung des Unterstützungsrahmens für die Wasserstoff-Nachfrage sollten Wechselwirkungen mit Förderungen auf der Wasserstoff-Erzeugungsseite berücksichtigt werden, damit es zu keiner Doppelförderung kommt.

Tabelle 6-2

Tabelle 6-2 Maßnahmen zur Reduktion von Barrieren auf Nachfrageseite

Barriere	Maßnahme	Beschreibung
Technologierisiko	F&E Förderung	F&E Förderungen sind sinnvoll, wo Anwendung noch wenig technologisch ausgereift bzw. erprobt sind
Kostenrisiko - Umstellungskosten	Förderungen für Umstellungskosten	Investitionszuschüsse für erforderliche Umstellungsinvestitionen für Produktionsprozesse können Kostennachteile kompensieren. Hier sind ggf. EU-beihilferechtliche Beschränkungen zu berücksichtigen
Kostenrisiko – Kosten im Vergleich zum fossilen Energieträger	Kompensation der Kostendifferenz	Ein Instrument sind Carbon Contracts for Difference (CCFDs), bei denen Unternehmen Ausgleichszahlungen für mittelfristig höhere Produktionskosten durch nachhaltige Technologien erhalten. Durch diese kann die Wettbewerbsfähigkeit gesichert und der Übergang zu THG-neutralen Technologien erleichtert werden Carbon Border Adjustment Mechanisms (CBAM), bei denen Importe basierend auf ihren THG-Emissionen mit Zöllen belegt werden, können dabei helfen, Vergleichbarkeit auch von fossilen Importen mit <i>grünen</i> , lokal produzierten Gütern zu schaffen Ziele für Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff in Fokussektoren. Pönalzahlungen bei der Nicht-Erreichung von Zielen können deutlich über den Kosten für den Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff liegen und deshalb dadurch die Wasserstoff-Nachfrage steigern. ²¹
Risiko der sicheren Verfügbarkeit	Diversifikation von Wasserstoff-Bezugsquellen	Maßnahmen zur Diversifikation von Wasserstoff-Bezugsquellen sind nicht unmittelbar der Wasserstoff-Nachfrage zuzuordnen

Bausteine für Unterstützungsrahmen zur Infrastruktur im Zusammenhang mit erneuerbaren Wasserstoff-Importen

Ähnlich zur Erzeugungsseite sind Maßnahmen im Hinblick auf die Wasserstoff-Infrastruktur nur bedingt durch Österreich alleine beeinflussbar. Hier bedarf es einer Zusammenarbeit zwischen EU-Mitgliedsstaaten und/oder Nicht-EU-Mitgliedstaaten. In der Folge werden trotzdem Maßnahmen angeführt, die auch innerhalb Österreichs für den Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur erforderlich sind.

Grundsätzlich gilt, dass die Implementierung von Wasserstoff-Infrastruktur für Umwandlung und Transport von Wasserstoff mit hohem Investitionsaufwand verbunden ist. Die Anlagengrößen bzw. Investitionsvolumina übersteigen dabei oftmals die Größe einzelner Projekte zur Wasserstoffproduktion. Daher ist es unerlässlich eine möglichst kritische Masse an Wasserstoffproduktionsprojekten in den potentiellen Exportländern zu erreichen und zu bündeln.

In der Frühphase der Umstellung von Gasnetzinfrastruktur auf den Transport für Wasserstoff bzw. dem Neubau von Wasserstoffpipelines ist damit zu rechnen, dass bei leitungsgebundenem Transport hohe Kosten auf wenige Transportmengen verteilt werden und damit die Netztarife für den Transport für Wasserstoff prohibitiv hoch sein können. Daher wird die Entwicklung einer geeigneten Regulierung und korrespondierenden Netztarifen für die Hochlaufphase der Wasserstoffinfrastruktur empfohlen.

²¹ Hier ist allerdings zu berücksichtigen, dass zu hohe Pönalzahlungen auch zu Anpassungen von Standortentscheidungen von Industrieunternehmen führen können. Im Ergebnis bedingen dann diese Pönalzahlungen keinen Anstieg der Wasserstoff-Nachfrage, sondern eine Absiedelung von Industrien in andere Regionen der Welt.

Tabelle 6-3 zeigt die Übersicht von Maßnahmen zur Reduktion von Barrieren bei der Wasserstoff-Infrastruktur.

Tabelle 6-3 Maßnahmen zur Reduktion von Barrieren in Bezug auf Infrastruktur

Barriere	Maßnahme	Beschreibung
Auslastungsrisiko	Glättung der Netztarife und staatliches Amortisationskonto	Charakteristik von Wasserstoff-Infrastruktur (Ramp-up einer neuen Infrastruktur) muss bei Regulierung berücksichtigt werden, d.h. die Vermeidung von zu hohen Netzentgelte aufgrund anfänglich geringer Nachfrage und Schutz der Investoren vor Auslastungsrisiko. Ein Beitrag von DENA (2022) [57] diskutiert, wie durch eine Risikoabsicherung durch den Staat in Verbindung mit einem „Amortisationskonto“ einerseits das Risiko für Netzbetreiber:innen reduziert wird und andererseits ein Tarifverlauf ermöglicht wird, der in der Ramp-up-Phase die Höhe der Netzentgelte begrenzt. Diese Maßnahme wäre auch innerhalb Österreichs zur Reduktion des Absatzrisikos umsetzbar
Grenzüberschreitende Netzplanung – EU-Länder	Bi-/Multilaterale Koordination der Netzplanung	Koordination der Netzplanung von Gasfernleitungsbetreiber:in zur Wasserstoff-Infrastruktur in zeitlicher Hinsicht. Diese Planungen sollten eine höhere Verbindlichkeit als die aktuelle Initiative des „European Hydrogen Backbone“ aufweisen Ausweitung der Planung auf andere Wasserstoff-Infrastruktur (z.B. Wasserstoff-Speicher, Wasserstoff-Umwandlungsanlagen)
Grenzüberschreitende Netzplanung – EU-Länder mit Nicht-EU-Ländern	Bi-/Multilaterale Koordination der Netzplanung	Bestimmte Nicht-EU-Länder können potentielle Importländer für diverse EU-Länder darstellen (z.B. Tunesien für Italien und Österreich). Die Koordination der Netzplanung zwischen den EU-Ländern sollte deshalb auch die erforderliche Wasserstoff-Infrastruktur der Nicht-EU-Länder erfassen

6.4.3 Überregionaler Unterstützungsrahmen für erneuerbaren Wasserstoff-Bedarf zeitlicher und mengenmäßiger Koordination entlang internationaler Wasserstoff-Wertschöpfungskette

Zeitliche und mengenmäßige Koordination sind essentiell um die wechselseitigen Abhängigkeiten entlang der Wertschöpfungskette (das „Henne-Ei Problem“) zu überwinden. Dabei stehen eine Vielzahl von Lösungsansätzen zur Verfügung, die auch komplementär eingesetzt werden können.

- **Koordination Wasserstoff-Erzeugung und Wasserstoff-Nachfrage durch freiwillige Plattformen:** Die Skalierung der Wasserstoff-Erzeugung kann an mangelnden Informationen zur Höhe der Wasserstoff-Nachfrage scheitern. Maßnahmen zur Koordination können dem entgegenwirken. Eine Möglichkeit besteht darin, die gesamte potentielle Wasserstoff-Nachfrage aus den verschiedenen Sektoren in einer Plattform zu bündeln. Sofern die dabei angeführten Wasserstoff-Bedarfe eine gewisse Verbindlichkeit haben, z.B. weil hier nationale Fördermechanismen verfügbar sind, die einen wirtschaftlichen Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff ermöglichen, kann dadurch für die Wasserstoff-Erzeugung eine höher Planungssicherheit erzielt und die Bedingungen für die Skalierung der Erzeugung geschaffen werden. Auf die Wichtigkeit von Plattformen, die die Wasserstoff-Nachfrage über mehrere Sektoren bündeln, wurde von Marktteilnehmer:innen in den Interviews explizit hingewiesen.
- **Koordination Wasserstoff-Erzeugung und Wasserstoff-Nachfrage durch intermediäre Institution (Market Maker):** Eine andere Möglichkeit besteht darin eine intermediäre Institution zwischen Wasserstoff-Erzeugung und Wasserstoff-Nachfrage zu schaffen, die eine (teilweise) Abnahmeverpflichtung für kontrahierte Wasserstoff-Erzeugung übernimmt. Dies entspricht dem H2Global-Mechanismus in Deutschland [58]. Hier erfolgt einerseits eine Auktion für den Bezug von erneuerbarem Wasserstoff aus Nicht-EU Ländern und andererseits eine Auktion für den Verkauf von erneuerbarem Wasserstoff an Wasserstoff-Nachfrager:innen in Deutschland. Die Differenz zwischen Auktionsbezugspreis und Verkaufspreis wird durch staatliche Förderungen

abgegolten. Dieser Koordinationsmechanismus bietet sich deshalb insbesondere für den Bezug von erneuerbarem Wasserstoff aus Nicht-EU-Länder an. In den Auktionsgeboten für Wasserstoff-Erzeugung können von Investoren auch entsprechende Länderrisiken eingepreist werden. Durch den H2Global-Mechanismus kann nicht nur die Diskrepanz zwischen Kosten und Zahlungsbereitschaft mittelfristig überbrückt werden, sondern auch Transparenz geschaffen werden, bevor ein funktionierender internationaler Wasserstoffmarkt etabliert ist.

- **Koordination Wasserstoff-Erzeugung und Wasserstoff-Nachfrage durch europäisches/internationales Handelssystem:** Mittelfristig sollte es Ziel sein, die oben angeführte intermediäre staatliche Institution durch ein europäisches/internationales Handelssystem zu ersetzen, wie es derzeit schon für andere Energieträger (z.B. Strom, Gas, Erdöl) besteht. Ein liquider Großhandelsmarkt kann dabei sehr viel besser auf die Bedarfe der Erzeugung und Nachfrage für spezifische Produkte (z.B. Spotprodukt zum Ausgleich von täglichen Nachfrageschwankungen, Terminprodukte zur Absicherung eines Preisniveaus über einen längeren Zeitraum) reagieren.
- **Koordination Wasserstoff-Erzeugung, Wasserstoff-Nachfrage und Wasserstoff-Infrastruktur:** Aufbauend auf den Maßnahmen zur Koordination der Wasserstoff-Erzeugung und Wasserstoff-Nachfrage kann der Aufbau der erforderlichen Wasserstoff-Infrastruktur koordiniert werden. Die intermediäre Institution bietet hierbei Informationen zum erwarteten zeitlichen und mengenmäßigen Infrastrukturbedarf auf der Erzeugungs- und Nachfrageseite. Dadurch ist auch ein sequentieller Aufbau von Wasserstoff-Infrastruktur möglich.²²

Die Koordination könnte auch den losen Erfahrungs- und Informationsaustausch sowie die Entwicklung gemeinsamer bewährter Verfahren zur Kostensenkung und zur Vernetzung von Akteuren entlang der internationalen Wasserstofflieferkette umfassen.

6.4.4 Koordination entlang der internationalen Wasserstoff-Wertschöpfungskette prioritär auf spezifische Importrouten fokussieren

Die Koordination entlang der Wertschöpfungskette sollte in zeitlichen Etappen erfolgen. Kurzfristig ist es sinnvoll, den Fokus auf vielversprechende Importrouten zu legen. Für eine kostenoptimale Lösung sind hohe Auslastungen der Anlagen entlang der gesamten Wasserstoff-Wertschöpfungskette wesentlich. Daher sollten jene Importkorridore priorisiert werden, in denen die entsprechende Infrastruktur gemeinschaftlich genutzt werden kann.

Primärer Fokus auf Transport über Pipelines

In Bezug auf die Gesamtkosten und die Reduktion der THG-Emissionen stellt der Import von Wasserstoff über europäische bzw. nahe außereuropäische Pipelinerouten die beste Importoption dar. Auf Basis der analysierten Importrouten ist insbesondere die Pipelineroute von Tunesien über Italien dabei aus Sicht der Kosten und involvierten Stakeholder interessant („Südroute“).

In dieser Route sind gesamt nur Tunesien, Italien und Österreich involviert. Der Pipelinetransport bedingt eine kürzere Wertschöpfungskette, in denen wenige Stakeholder betroffen sind und in weiterer Folge einfacher zu koordinieren sind. Somit könnte ein schnellerer Hochlauf von Wasserstoffimporten ermöglicht werden und die entsprechende Importroute schneller aufgebaut sein. Über diese Route sind auch weitere Importe aus der MENA Region möglich, wobei hier zusätzlich der erforderliche Infrastrukturausbau evaluiert werden müsste.

Wie in Kapitel 4.2.3 dargestellt, kann Österreich auch über weitere Wasserstoff-Pipelineverbindungen an mögliche Importhubs angebunden werden. Eine Möglichkeit besteht hier in der „Nordroute“ in Richtung Deutschland und Niederlande. Hier besteht allerdings die Herausforderung, dass die Länder entlang der „Nordroute“, z.B. Niederlande, Deutschland, in den nördlichen Küstenregionen große Industriezentren mit einem sehr hohen Dekarbonisierungsbedarf haben. Es besteht somit das Risiko, dass in der kürzeren Frist der erneuerbare Wasserstoff über die „Nordroute“ nicht bis nach

²² Der sequentielle Aufbau wird auch die Umwidmung von bestehender Gasinfrastruktur umfassen. Hier ist eine Lösung dafür zu finden, dass insbesondere in der Hochlaufphase bestehende Gasinfrastruktur weiterhin zum Gastransport benötigt wird und die erzeugte Wasserstoff-Menge noch nicht zur vollständigen Auslastung einer Wasserstoff-Leitung ausreicht.

Österreich gelangt, da er am Weg nach Österreich vollständig verbraucht wird. Die veröffentlichten Ausblicke beispielsweise für eine Wasserstoff-Infrastruktur in Deutschland zeigen bis 2030 tendenziell keine Anbindung zu Österreich. Die „Nordroute“ erscheint deshalb zumindest in der kürzeren Frist weniger interessant zu sein. Ähnliches gilt auch für die Verbindung der „Süd-West-Route“ (insb. Spanien). Da hier die potentiellen Exportländer selbst von EU Dekarbonisierungsvorgaben betroffen sind ist ungewiss, in welchem Ausmaß Wasserstoff exportiert werden wird. Ein Ausbau der Infrastruktur ist also mit hohem Auslastungsrisiko behaftet und damit im ersten Schritt nicht zu erwarten.

Schließlich ist auch eine Anbindung nach Osten („Ostroute“) (z.B. Ukraine) möglich und erscheint auch aus technoökonomischer Perspektive sinnvoll, obwohl sie in dieser Studie nicht explizit analysiert wurde. Wie in Kapitel 6.2.6 beschrieben, ist die „Ostroute“ aktuell mit einem hohen Länderrisiko verbunden. Der Ausbau der „Ostroute“ kann in Anbetracht dessen nur in Reaktion auf die politischen Entwicklungen erfolgen.

Sekundärer Fokus auf Schiffstransport mittels Ammoniak

Langfristig sollten die Bezugsquellen für Wasserstoff breit diversifiziert werden, um die Abhängigkeit von einzelnen Bezugsquellen, Produzent:innen und Ländern zu minimieren. Daher sollte, parallel zum Pipelineimport und einer zusätzlichen heimischen Produktion, auch Wasserstoff aus zumindest einer weiter entfernten Region, für welchen zunächst der Transport via Schiff erforderlich ist, importiert werden.

Keiner der untersuchten Wasserstoff-Träger für den Schifftransport hat klare Kostenvorteile gegenüber den anderen. Aufgrund des Bedarfs an Ammoniak aus der Industrie kann dieser bei Wegfall der energieaufwendigen Rückumwandlung jedoch kostengünstig bis nach Österreich transportiert und dort direkt genutzt werden. Auch in Bezug auf THG-Emissionen ist der direkte Transport von Ammoniak via Schiff mit geringeren Emissionen verbunden als der Transport von Wasserstoff in Form anderer Träger.

Aus einer technisch-ökonomischen Sicht, der involvierten Stakeholder sowie dem aktuellen Technologiereifegrad wird empfohlen für die analysierten Regionen sowohl die Importroute von Ammoniak aus Chile sowie VAE weiterzuverfolgen.

6.4.5 Strategische Partnerschaften zur Erschließung von Importrouten suchen und eingehen

Zur Erschließung der Importrouten sind strategische Partnerschaften erforderlich, um eine zeitliche und mengenmäßige Koordination sicherzustellen. Aufgrund der Analysen in dieser Studie sowie Interviews mit Marktteilnehmer:innen lassen sich nachfolgende Schlussfolgerungen ableiten.

Auf Grundlage der analysierten Regionen in dieser Studie würden wir prioritär (in der kürzeren Frist) die „Südroute“ als interessante Importroute für Österreich identifizieren. Die strategischen Partnerschaften betreffen dabei zumindest die Länder Italien und Tunesien. Die strategischen Partnerschaften mit Nicht-EU-Ländern sollten hier breiter angedacht werden und unterschiedliche Wirtschaftssektoren sowie Entwicklungshilfen inkludieren. Die strategischen Partnerschaften können entsprechend erweitert werden. Auf der Wasserstoff-Nachfrageseite könnte eine Ausweitung auf weitere Nachbarländer von Österreich (z.B. Slowakei) sowie auf die Wasserstoff-Erzeugungsseite weitere MENA Länder interessant sein. In die „Südroute“ können auch die Initiativen für den Ammoniak Import integriert werden, welche in Italien per Schiffstransport ankommen.

Die Erschließung der „Nordroute“ sowie der „Süd-Westroute“ ist tendenziell erst nach 2030 zu erwarten. In der der kürzeren Frist (bis 2030) würden hier somit weniger Potential zur Diversifikation von Wasserstoff-Importen sehen.

Die Erschließung der „Ostroute“ (beispielsweise über Ukraine und Slowakei), welche in dieser Studie nicht explizit analysiert wurde, ist grundsätzlich interessant, da hier eine vorhandene Gasinfrastruktur als Ausgangsbasis dienen kann, die bei Umsetzung der Ziele der EU zur Unabhängigkeit von Erdgas aus Russland bis 2030 einer alternativen Verwendung bedarf. Die Erschließung der „Ostroute“ und entsprechende Investitionen in die Wasserstoff-Erzeugung in der Ukraine könnte eine Maßnahme der EU zur Unterstützung der Ukraine beim Wiederaufbau nach dem Ende des Krieges sein.

7 KERNERGEBNISSE

7.1 Wasserstoff- und Transportkosten

Die günstigste Option für den Import von Wasserstoff nach Österreich ist der Transport mittels Pipeline, wobei importierter Wasserstoff aus Spanien die niedrigsten Gesamtkosten (opt. 2030: 3,6 €/kg – opt. 2040: 3,1 €/kg) aufweist. Aktuelle Wasserstoff-Gestehungskosten aus Dampfreformierung liegen aufgrund des hohen Erdgaspreises derzeit bei 6 – 10 €/kg (Wasserstoffpreisindex „Hydex Grey“ für den Zeitraum 06/2022 bis 07/2022) [59]. Bei typischen Gaspreisen der letzten Jahre lagen die Gestehungskosten in Europa bei etwa 1,5 €/kg [15]. Im Vergleich zu anderen Studien sind die ermittelten Kosten für importierten erneuerbaren Wasserstoff mittels Schifftransport in vorliegender Studie höher. Die Hydrogen Import Coalition berechnet die Kosten für den Import von erneuerbarem Wasserstoff aus Chile, dem Nahen Osten bzw. Spanien nach Belgien im Jahr 2030 mit 3 – 4 €/kg [60], das World Energy Council Europe gibt Preise von 3,7 – 5 €/kg für den Import von Nordafrika und Chile nach Österreich im Jahr 2030 an [61]. Ausschlaggebend dafür sind günstigere Kostenannahmen, insbesondere bei CAPEX für die erneuerbaren Erzeugungsanlagen und Elektrolyse, die die Gesamtkosten des Wasserstoffs maßgeblich bestimmen. Die resultierenden Wasserstoff-Gestehungskosten geben eine erste Indikation für mögliche Preise, die tatsächlichen Preise hängen aber von weiteren Faktoren ab.

Die reinen Transportkosten via Pipeline liegen, je nach Szenario und Distanz, zwischen 0,26 €/kg und 0,79 €/kg und basieren im Wesentlichen auf dem Zustandekommen der European Hydrogen Backbone Initiative. Der Transport via Binnenschifffahrt stellt hinsichtlich der Kosten (optimistisch. 2040: 2,4 €/kg) keine Alternative dar. Der Import via Schiff aus Ländern mit niedrigeren Erzeugungskosten resultiert aufgrund der benötigten Umwandlungsschritte entlang der Prozesskette in höheren Gesamtkosten als bei den untersuchten Pipeline-Routen.

Die Transportdistanz hat einen wichtigen Einfluss auf die Gesamtkosten des Schifftransports, ausschlaggebend sind dabei aber die Erzeugungskosten in den unterschiedlichen Ländern. So sind die Gesamtkosten für den Import aus Chile trotz längerer Transportdistanz niedriger als für den Import aus den VAE.

Für fixierte Erzeugungskosten ist der kostenoptimale Wasserstoff-Träger für den Schifftransport abhängig von der Distanz. Für kurze Distanzen ist der Transport von Flüssig-Wasserstoff die günstigste Option, wobei bei längeren Transportwegen Ammoniak und LOHC Kostenvorteile haben. Größter Kostentreiber für den Transport mittels Ammoniak oder LOHC ist der Einsatz des transportierten Wasserstoffs für die Wärmebedarfsdeckung der Rückumwandlung und damit einhergehenden Verlusten.

Aufgrund des Bedarfs an Ammoniak für industrielle Anwendungen (z.B. Düngemittelproduktion) ist der direkte Transport von Ammoniak nach Österreich eine weitere mögliche Option. Durch den Wegfall der kostenintensiven Rückumwandlung können Effizienzverluste vermieden werden. Kosten für den importierten Ammoniak aus Chile liegen im optimistischen Szenario 2030 bei 860 bis 940 €/t Ammoniak und sind damit im Bereich von aktuellen Marktpreisen von fossilem Ammoniak.

7.2 Treibhausgas-Emissionen

Die wesentlichen Ergebnisse für die THG-Emissionen der unterschiedlichen Importrouten lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Schifftransport von Wasserstoff beinhaltet grundsätzlich höhere Emissionen als Pipelinetransport. Für Wasserstoff, der im Jahr 2030 per Schiff aus Chile und den VAE importiert wird, besteht das Risiko, dass dieser nicht als grün gilt. Die Importroute aus Chile und den VAE ist damit unter Umständen nicht geeignet, um 2030 *erneuerbaren* Wasserstoff zu importieren. Die Importroute über Pipelines erfüllt die Minderungsziele 2030. Aus diesen Gesichtspunkten kann eine Fokussierung bis 2030 auf die Pipelineroute eine sinnvolle Option sein.
- Emissionen der Wasserstoffträger Flüssig-Wasserstoff, Ammoniak und LOHC hängen stark von den getroffenen Annahmen ab. Eine endgültige Aussage ist aufgrund technologischer Unsicherheiten noch nicht möglich. Tendenziell ist Flüssig-Wasserstoff aufgrund des hohen Kühlaufwands emissionsintensiver als alternative Träger.

- Während die Minderungsziele 2030 für einige Transportpfade noch gefährdet sind, erreichen durch die Dekarbonisierung der Hintergrundsysteme, insbesondere dem Schiffsbetrieb mit transportiertem Kraftstoff, alle Pfade 2040 ungefährdet das Minderungsziel der EC. Dies hat zur Folge, dass in der langen Frist bis 2040 die Optionen für Importrouten für Österreich entsprechend zunehmen.
- Die Gesamtemissionen von Wasserstoff werden von den Prozessen bis zur Anlandung in Österreich getrieben (insbesondere fossiler Anteil im Strom und fossiler Schiffsantrieb). Beispielsweise kann ein geringer Anteil an erneuerbarem Netzstrom die Erreichung der Minderungsziele der EC gefährden. Eine Sensitivitätsanalyse für Chile zeigt, dass bei einer langsamen Dekarbonisierung des Stromsystems kein Wasserstoffträger mehr das EC-Minderungsziel erreicht. Neben den Investitionen in erneuerbaren Strom direkt zur Wasserstoffherzeugung sollten deshalb auch mögliche weitere Investitionen für die Bereitstellung von erneuerbarem Strom in der Prozesskette mitgedacht werden.
- Die direkte Nutzung von wasserstoffhaltigen Energieträgern (z.B. Methanol oder Ammoniak) führt zu Reduktionen der THG-Emissionen, da der Energieeinsatz für die Rückumwandlungsprozesse wegfällt. Für Industriesektoren, welche primär diese Wasserstofffolgeprodukte nutzen, stellt der Import dieser wasserstoffhaltigen Energieträger aus Perspektive der Emissionsreduktion eine sinnvolle Alternative dar. Die direkte Nutzung von wasserstoffhaltigen Energieträgern bietet die Möglichkeit auch schon 2030 auf Importrouten des Schiffstransports (z.B. aus Chile und den VAE) zurückzugreifen.

7.3 Kooperationspartner:innen & Barrieren

Hinsichtlich prioritärer Kooperationspartner:innen für die Erschließung der analysierten Importrouten lassen sich aus der Analyse folgende Ergebnisse ableiten:

- **Pipelineimporte aus Tunesien** – Die Anzahl der erforderlichen Kooperationspartner:innen zur Erschließung dieser Importroute ist überschaubar (Tunesien, Italien, Österreich) und es bestehen zusätzlich korrespondierende Interessen bei der Wasserstoff-Infrastruktur. Gleichzeitig gibt es die Möglichkeit, auf bestehenden Initiativen und Projekten aufzubauen.
- **Pipelineimporte aus Spanien** – Die Anzahl der erforderlichen Kooperationspartner:innen ist höher als bei anderen Routen (Spanien, Frankreich, Deutschland, Österreich) und durch die Struktur der Gasnetzbetreiber:innen in Deutschland potentiell mit höherem Koordinationsaufwand verbunden. Zudem bestehen ggf. gegensätzliche Interessen, für den Fall, dass Spanien den erneuerbaren Wasserstoff zunächst im eigenen Land zur Dekarbonisierung der eigenen Industrie oder als Standortfaktor nutzen möchte.
- **Schiffstransport aus VAE** – Die Anzahl der erforderlichen Kooperationspartner:innen ist überschaubar (VAE, Italien, Österreich) und es kann auf bestehende Initiativen aufgebaut werden. Weiterhin gibt es mögliche Synergien bei der Wasserstoff-Infrastruktur mit den „Pipelineimporten aus Tunesien“ zwischen Italien und Österreich. Es besteht allerdings das Risiko der Überschreitung der THG-Minderungsziele für erneuerbaren Wasserstoff bis 2030, weshalb hier der Fokus zunächst auf Derivate (z.B. Ammoniak) gelegt werden kann.
- **Schiffstransport aus Chile** – Die Anzahl der erforderlichen Kooperationspartner:innen ist bei dieser Importroute höher als bei anderen Routen (Chile, Niederland, Deutschland, Österreich). Auch hier besteht das Risiko der Überschreitung der THG-Minderungsziele für erneuerbaren Wasserstoff bis 2030, weshalb hier der Fokus zunächst auf Derivate (z.B. Ammoniak) gelegt werden kann.
- **Binnenschiffstransport aus Rumänien** – Die Initiative zur Erschließung dieser Importroute wurde von der relevanten Marktteilnehmer:in eingestellt. Diese Importroute kommt somit nicht mehr in Betracht.

Von Marktteilnehmer:innen wurde als mögliche zusätzliche Importroute „Pipeline aus Ukraine“ genannt. Diese Importroute wurde aufgrund der aktuellen geopolitischen Lage in dieser Studie nicht analysiert. Grundsätzlich ist zu dieser potentiellen Importroute anzumerken, dass auch hier die Anzahl der erforderlichen Kooperationspartner:innen überschaubar (Ukraine, Slowakei, Österreich) ist und zwischen den Ländern korrespondierende Interessen für eine Wasserstoff-Infrastruktur bestehen. Über diese Route wäre auch eine zusätzliche Anbindung von Süddeutschland über Österreich möglich. Aufgrund der aktuellen Lage in der Ukraine ist das Investitionsrisiko allerdings sehr hoch. Marktteilnehmer:innen merkten an, dass nach einer Beendigung des Krieges in der Ukraine der

Aufbau einer Wasserstoff-Erzeugung für den Export als Wiederaufbauhilfe der EU für die Ukraine gesehen werden kann.

Als wesentliche wertschöpfungsspezifische und -übergreifende regulatorische und marktliche Barrieren für den Markthochlauf für Wasserstoff wurden identifiziert:

- **Unklare Regularien und Zertifizierung** – Der Business Case für Wasserstoff ist derzeit noch im Wesentlichen durch Regularien getrieben. Die Herausforderung ist dabei, dass das regulatorische Umfeld auf EU und nationaler Ebene komplex, lückenhaft und zugleich noch im Fluss ist.
- **Unzureichende Monetarisierung des grünen Wertes von erneuerbarem Wasserstoff** – Die marktlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen ermöglichen derzeit weder der Wasserstoff-Erzeugung noch der Wasserstoff-Nachfrage eine profitablen Business Case für die Produktion/Verbrauch von erneuerbarem Wasserstoff. Es ist somit ein Unterstützungsrahmen erforderlich, der die Monetarisierung des grünen Wertes ermöglicht.
- **Fehlende Koordination zwischen Wertschöpfungsstufen** – Zwischen Investitionen in die Wasserstoff-Erzeugung, Wasserstoff-Nachfrage sowie Wasserstoff-Infrastruktur bestehen wechselseitige Abhängigkeiten. Die mangelnde zeitliche und mengenmäßige Koordination entlang der Wertschöpfungsstufe ist eine wesentliche Barriere für den Markthochlauf für Wasserstoff. Hier müssten Koordinationsmechanismen etabliert werden. Im Fall von Import von erneuerbarem Wasserstoff müssen diese Koordinationsmechanismen länderübergreifend ausgestaltet sein. Diese betrifft auch die Ausgestaltung von Fördermechanismen.

Aus der Analyse der möglichen Importrouten sowie der regulatorischen und marktlichen Barrieren wurden fünf Handlungsempfehlungen für die Erschließung von prioritären Importrouten abgeleitet:

- Zügige Fertigstellung der Definition von erneuerbarem Wasserstoff, internationaler Standards für Wasserstoff-Qualität sowie international anerkannte Zertifizierungssysteme
- Erneuerbaren Wasserstoff Unterstützungsrahmen für Wasserstoff-Importe muss überregional ausgestaltet sein
- Überregionaler Unterstützungsrahmen für erneuerbaren Wasserstoff-Bedarf zeitlicher und mengenmäßiger Koordination entlang internationaler Wasserstoff-Wertschöpfungskette
- Koordination entlang der internationalen Wasserstoff-Wertschöpfungskette **prioritär auf spezifische Importrouten fokussieren**
- **Strategische Partnerschaften** zur Erschließung von Importrouten suchen und eingehen.

8 ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

Abkürzung	Beschreibung
BOP	Balance of Plant
CAPEX	Capital Expenditure, Investitionskosten
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism
CCFD	Carbon Contracts for Difference
CO ₂ eq	CO ₂ -Equivalent
DBT	Dibenzyltoluol
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development
EC	European Commission
EHB	European Hydrogen Backbone
H ₂	Wasserstoff
HFO	Heavy Fuel Oil, Schweröl
HKN	Herkunftsnachweis
LCOE	Levelized Cost of Energy
LCOH	Levelized Cost of Hydrogen
LH ₂	Flüssigwasserstoff
LNG	Liquid Natural Gas
LPG	Liquified Petroleum Gas
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier
MoU	Memorandum of Understanding
NH ₃	Ammoniak
OPEX	Operation Expenditure, Betriebskosten
PEM	Proton Exchange Membrane
PV	Photovoltaik
RED	Renewable Energy Directive
RES	Renewable Energy Sources
TAG	Trans Austria Gasleitung
THG	Treibhausgas
TRL	Technology Readiness Level
VAE	Vereinigte Arabische Emirate
VLH	Volllaststunden
WACC	Weighted Average Cost of Capital

9 ABBILDUNGSVERZEICHNIS

- Abbildung 1 Analyse-Schritte zur Abbildung der Kosten für importierten Wasserstoff in der Studie
7
- Abbildung 3-1: Prozessketten der verschiedenen Wasserstoff-Träger für den Schifftransport und deren Komponenten 22
- Abbildung 3-2: Prozessketten für den LOHC Binnenschifftransport und deren Komponenten 22
- Abbildung 3-3: Prozesskette für den Transport von gasförmiger Wasserstoff mit Pipeline und deren Komponenten 22
- Abbildung 3-4: Prozesskette für den Schifftransport von Flüssigwasserstoff 26
- Abbildung 3-5: Prozesskette für den Schifftransport von Ammoniak 28
- Abbildung 3-6: Prozesskette für den Schifftransport von LOHC 30
- Abbildung 3-7: Kostenkalkulation mit den Kosten der einzelnen Komponenten 33
- Abbildung 3-8: Kosten für den Wasserstoff-Import aller Transportrouten im optimistischen Szenario 2030 35
- Abbildung 3-9: Kosten für den Wasserstoff-Import aller Transportrouten im optimistischen Szenario 2040 36
- Abbildung 3-10: Kosten für den Wasserstoff-Import aller Transportrouten im Vergleich sämtlicher Szenarien 37
- Abbildung 3-11 Kumulierte Kosten für verschiedene Prozessketten im optimistischen Szenario 2030 38
- Abbildung 3-12 Vergleich der Gesamtkosten, der Kosten für die Verschiffung sowie der Kosten für Umwandlung und Rückumwandlung je Wasserstoff-Träger in Abhängigkeit der Transportdistanz bei Wasserstoff Erzeugungskosten von 2,8 €/kg 39
- Abbildung 3-13: Zusammensetzung der direkten Kosten der Verflüssigung von Wasserstoff für verschiedene Szenarien 40
- Abbildung 3-14: Zusammensetzung der direkten Kosten der Verschiffung von Flüssig-Wasserstoff für verschiedene Szenarien 40
- Abbildung 3-15: Zusammensetzung der direkten Kosten der Rückumwandlung von Ammoniak für verschiedene Szenarien 41
- Abbildung 3-16: Zusammensetzung der direkten Kosten der Dehydrierung von LOHC für verschiedene Szenarien 41
- Abbildung 3-17: Kosten für den Ammoniak-Transport von Chile nach Österreich im optimistischen Szenario 2030 42
- Abbildung 4-1 Wasserstoff-Importpfade und THG-Emissionen entlang der Prozesskette nach Methodik aus den EC Delegated Acts 44
- Abbildung 4-2 THG-Emissionen von Wasserstoff im Jahr 2030 unter pessimistischen (links) und optimistischen (rechts) Annahmen 46
- Abbildung 4-3 THG-Emissionen von Wasserstoff entlang der Wertschöpfungskette im Jahr 2030 für verschiedene Länder und Carrier (pessimistische Annahmen). Für Schiffsrouten wurde für Vergleichbarkeit LOHC als einheitlicher Carrier gewählt. 47
- Abbildung 4-4 THG-Emissionen von Wasserstoff entlang der Wertschöpfungskette im Jahr 2030 für Chile unter pessimistischen (links) und optimistischen (rechts) Annahmen 48
- Abbildung 4-5 THG-Emissionen von Wasserstoff im Jahr 2040 unter pessimistischen (links) und optimistischen (rechts) Annahmen, Werte für 2030 zur Referenz transparent im Hintergrund 49

Abbildung 4-6 Zwei verschiedene Dekarbonisierungsszenarien für den chilenischen Strommix und damit einhergehende THG-Emissionen von aus Chile importiertem Wasserstoff (optimistische Technologieannahmen) 51

Abbildung 4-7 THG-Emissionen von importiertem Ammoniak aus Chile 2030, inklusive Rückumwandlung zu Wasserstoff (links) und direkte Nutzung ohne Rückumwandlung (rechts), pessimistische Annahmen. * Beinhaltet keine Modellierung von THG-Emissionen durch Transport an die österreichische Grenze, sondern ausschließlich THG-Emissionen, die bis zur Anlandung in den Niederlanden anfallen (inklusive Speicherung). 52

10 TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 2-1: Ausgewählte Regionen und Länder für den Import von erneuerbarem Wasserstoff	8
Tabelle 2-2: Zusätzliche Informationen zu den untersuchten Ländern	9
Tabelle 2-3 Faktoren der Parameterstudie	10
Tabelle 2-4: Kapitalkosten und Lebensdauer der benötigten Anlagen zur Modellierung der Bezugsquellen	11
Tabelle 2-5 Parameterbeschreibung der Strom-Gestehungskosten	11
Tabelle 2-6 Parameterbeschreibung der VLH	12
Tabelle 2-7 Auflistung der betrachteten Turbinen	14
Tabelle 2-8 Zusammenfassung der Wasserstoff-Gestehungskosten, samt Szenarien-Zusammensetzung	18
Tabelle 3-1: Transportszenarien als Kombination aus Untersuchungsländern, Wasserstoff-Trägern und Transportarten	21
Tabelle 3-2: Konkrete Transportroute, Projektstandort, Einspeisepunkte und Distanzen für den Wasserstoff-Transport von Spanien und Tunesien nach Österreich	23
Tabelle 3-3: Konkrete Transportroute, Projektstandort, Export- und Import-Hub, sowie Distanzen für den Wasserstoff-Transport von Chile und den VAE nach Österreich	24
Tabelle 3-4: Konkrete Transportroute, Projektstandort, Export- und Import-Hub, sowie Distanzen für den Wasserstoff-Transport von Rumänien nach Österreich	24
Tabelle 3-5: Vor- und Nachteile des Transportes von Flüssigwasserstoff	26
Tabelle 3-6: Details zu den einzelnen Komponenten für den Transport von Flüssig-Wasserstoff	26
Tabelle 3-7: Vor- und Nachteile des Transportes von Ammoniak	27
Tabelle 3-8: Details zu den einzelnen Komponenten für den Transport von Ammoniak	28
Tabelle 3-9: Vor- und Nachteile für den Transport von LOHC	30
Tabelle 3-10: Details zu den einzelnen Komponenten für den Transport von LOHC	30
Tabelle 3-11: Strompreise für 2030 und 2040 im optimistischen und pessimistischen Szenario in €/MWh ³²	
Tabelle 3-12: Schiffdieselpreis für 2030 im optimistischen und pessimistischen Szenario in €/l	32
Tabelle 3-13: Ansätze zur Kostenkalkulation und deren Beschreibung	32
Tabelle 3-14 Illustrative Ermittlung der Gesamtkosten für drei Prozessschritte	34
Tabelle 3-15 Modellierungsparameter für den Ammoniak-Transport auf Straße und Schiene	42
Tabelle 5-1 Maßnahmen zur Reduktion von Barrieren auf Erzeugungsseite	62
Tabelle 5-2 Maßnahmen zur Reduktion von Barrieren auf Nachfrageseite	64
Tabelle 5-3 Maßnahmen zur Reduktion von Barrieren in Bezug auf Infrastruktur	65
Tabelle 11-1 Umrechnung der Euro und US-Dollar Geldeinheiten der vergangenen Jahre in Euro bzw. Dollar 2022 [62], [63]	82
Tabelle 11-2 Umrechnung der Dollar in Euro [64]	82
Tabelle 11-3 PV- und Windanlagenkosten und Anlagenlebenszeit	82
Tabelle 11-4 Kosten des Wasseraufbereitungssystems	82
Tabelle 11-5 PEM Elektrolysekosten	83
Tabelle 11-6: Modellierungsparameter für Pipeline im Exportland	83

Tabelle 11-7: Modellierungsparameter für Pipeline Kompressor im Exportland	83
Tabelle 11-8: Modellierungsparameter für den Binnentransport	84
Tabelle 11-9: Modellierungsparameter für den Flüssig-Wasserstoff Verflüssiger	84
Tabelle 11-10: Modellierungsparameter für den Flüssig-Wasserstoff Speicher	84
Tabelle 11-11: Modellierungsparameter für das Flüssig-Wasserstoff Terminal	85
Tabelle 11-12: Modellierungsparameter für die Flüssig-Wasserstoff Verschiffung	85
Tabelle 11-13: Modellierungsparameter für die Flüssig-Wasserstoff Verdampfungsanlage	85
Tabelle 11-14: Modellierungsparameter für die Ammoniak Synthese	86
Tabelle 11-15: Modellierungsparameter für den Ammoniak Speicher	86
Tabelle 11-16: Modellierungsparameter für das Ammoniak Terminal	86
Tabelle 11-17: Modellierungsparameter für die Ammoniak Verschiffung	86
Tabelle 11-18: Modellierungsparameter für den Ammoniak Cracker	87
Tabelle 11-19: Modellierungsparameter für den LOHC Träger	87
Tabelle 11-20: Modellierungsparameter für die LOHC Hydrierung	88
Tabelle 11-21: Modellierungsparameter für den LOHC Speicher (Schiffroute)	88
Tabelle 11-22: Modellierungsparameter für den LOHC Speicher (Binnenschiffroute)	88
Tabelle 11-23: Modellierungsparameter für das LOHC Terminal	88
Tabelle 11-24: Modellierungsparameter für die LOHC Verschiffung (Schiffroute)	89
Tabelle 11-25: Modellierungsparameter für die LOHC Verschiffung (Binnenschiffroute)	89
Tabelle 11-26: Modellierungsparameter für die LOHC Dehydrierung	90
Tabelle 11-27: Annahmen zu THG-Emissionen in den Jahren 2030 und 2040	90

11 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Solargis and World Bank Group, "Global Solar Atlas," 2022. <https://globalsolaratlas.info/map> (accessed Sep. 12, 2022).
- [2] M. Janssen, "Paving the way for hydrogen - Snam buys stake in North African gas pipelines," *Frontier Economics*, 2021. <https://www.frontier-economics.com/uk/en/news-and-articles/news/news-article-i8916-paving-the-way-for-hydrogen-snam-buys-stake-in-north-african-gas-pipelines/> (accessed Sep. 04, 2022).
- [3] M. Losch, "Veranstaltung Grüne Industriepolitik - Informations- und Austauschtermin zum „Lab of Tomorrow zu internationalen Erneuerbare Energie Partnerschaften“,“ 2022.
- [4] International Energy Agency, *Global Hydrogen Review 2021*. Paris: OECD, 2021. Accessed: Aug. 11, 2022. [Online]. Available: https://www.oecd-ilibrary.org/energy/global-hydrogen-review-2021_39351842-en
- [5] Reuters, "South Korean companies to build \$1 billion green hydrogen plant in UAE," *Reuters*, Jun. 03, 2022. Accessed: Sep. 10, 2022. [Online]. Available: <https://www.reuters.com/business/energy/south-korean-companies-build-1-bln-green-hydrogen-plant-uae-2022-06-03/>
- [6] T. Kumagai and D. Saadi, "Japan's ENEOS, Mitsui agree to study 200,000 mt/year hydrogen supply chain with UAE's ADNOC," Jun. 07, 2022. <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy-transition/060722-japans-eneos-mitsui-agree-to-study-200000-mtyear-hydrogen-supply-chain-with-uaes-adnoc> (accessed Sep. 10, 2022).
- [7] BMWK, "Deutschland und die Vereinigten Arabischen Emirate verstärken Energiepartnerschaft mit neuer Wasserstoff-Taskforce," 2021. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/11/20211102-deutschland-und-die-vereinigten-arabischen-emirate-verstarken-energiepartnerschaft-mit-neuer-wasserstoff-taskforce.html> (accessed Sep. 10, 2022).
- [8] OMV Konzern, "Vereinigte Arabische Emirate," 2022. <https://www.omv.com/de/ueber-uns/geschaeftsbereiche/exploration-produktion/vereinigte-arabische-emirate> (accessed Sep. 06, 2022).
- [9] BMEIA, "Österreich und Vereinigte Arabische Emirate vereinbaren Wasserstoffallianz," *Außenministerium der Republik Österreich*, Jul. 19, 2021. <https://www.bmeia.gv.at/ministerium/presse/aktuelles/2021/07/oesterreich-und-vereinigte-arabische-emirate-vereinbaren-wasserstoffallianz/> (accessed Aug. 11, 2022).
- [10] G. Kakoulaki, I. Kougias, N. Taylor, F. Dolci, J. Moya, and A. Jäger-Waldau, "Green hydrogen in Europe - A regional assessment: Substituting existing production with electrolysis powered by renewables | Elsevier Enhanced Reader," 2021. <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0196890420311766?to-ken=8EB28C089C31B111BB8C3E44F268A584A04E605EF19894AED68BE2ED6814557BBBAB9872CC862C21CB1AB6DEA1214D3F&originRegion=eu-west-1&originCreation=20220811085538> (accessed Aug. 11, 2022).
- [11] A. Nuñez-Jimenez and N. D. Blasio, "The Future of Renewable Hydrogen in the European Union," *European Union*, p. 86, 2022.
- [12] R. van Rossum, J. Jens, G. La Guardia, A. Wang, L. Kühnen, and M. Overgaag, "European Hydrogen Backbone: A EUROPEAN HYDROGEN INFRASTRUCTURE VISION COVERING 28 COUNTRIES," Guidehouse, Apr. 2022.

- [13] “Wasserstoff-Projekt Green Hydrogen Blue Danube,” *Verbund*, Nov. 2020. <https://www.verbund.com/de-at/ueber-verbund/news-presse/presse/2020/11/17/greenhydrogenbluedanube> (accessed Sep. 04, 2022).
- [14] Technical University of Denmark and World Bank Group, “Global Wind Atlas,” 2022. <https://globalwindatlas.info/> (accessed Sep. 12, 2022).
- [15] IEA, “The Future of Hydrogen,” International Energy Agency, 2019.
- [16] AustriaEnergy, “Green Hydrogen - HNH Project,” 2021. <https://www.austriaenergy.com/en/green-hydrogen/> (accessed Sep. 06, 2022).
- [17] Siemens Energy, “Haru Oni: A new age of discovery,” 2022. <https://www.siemens-energy.com/global/en/news/magazine/2021/haru-oni.html> (accessed Sep. 06, 2022).
- [18] Gobierno de Chile, M. Correa, J. Aldunate, and L. Silva, “Chile’s Green Hydrogen Strategy and investment opportunities,” Jun. 2021. [Online]. Available: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/green_h2_strategy_chile.pdf
- [19] Ministry of Energy, Government of Chile, “National Green Hydrogen Strategy,” 2020.
- [20] Pacific Northwest National Laboratory, “Hydrogen Delivery | Hydrogen Tools,” *Hydrogen Tools*, 2016. https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-delivery?f%5B0%5D=hydrogen_delivery_data_type%3A277 (accessed Aug. 03, 2022).
- [21] IRENA, “Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part II – Technology review of hydrogen carriers, International Renewable Energy Agency,” Abu Dhabi, 2022.
- [22] European Communities, *PVGIS*. European Communities, 2022. [Online]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- [23] Meteotest, *Meteonorm*. 3012 Bern, Switzerland: Meteotest AG, 2021. [Online]. Available: <https://meteonorm.com/>
- [24] The world bank, “Global photovoltaic power potential by country,” 2020. Accessed: Jul. 26, 2022. [Online]. Available: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/466331592817725242/pdf/Global-Photovoltaic-Power-Potential-by-Country.pdf>
- [25] F. William, Holmgren, W. Clifford, Hansen, A. Mark, and Mikofski, *pvliv*. 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.21105/joss.00884>
- [26] worldclim, *Global climate and weather data*. 2021. Accessed: Jul. 26, 2022. [Online]. Available: <https://worldclim.org/data/index.html>
- [27] M. Petersen, C. Hofmann, and J. Huber, “Wind Turbine Library,” Reiner Lemoine Institut, 2019. [Online]. Available: https://openenergy-platform.org/dataedit/view/supply/wind_turbine_library
- [28] Vestas Wind Systems A/S, “V150-6.0 MW™.” Vestas Wind Systems A/S, 2022. [Online]. Available: <https://www.vestas.com/en/products/enventus-platform/v150-6-0>
- [29] Nordex SE, “Die N149/5.X noch flexibler noch mehr Leistung.” 2022. [Online]. Available: <https://www.nordex-online.com/de/product/n149-5x/>
- [30] Depositi Italiani GNL SpA, “The first small scale LNG terminal in Italy,” 2022. <https://www.gruppopir.com/en/dig?jjj=1662473373501> (accessed Sep. 06, 2022).
- [31] SeaRates, “Online Freight Shipping & Transit Time Calculator,” *SeaRates*, 2022. <https://www.searates.com/services/distances-time/> (accessed Aug. 11, 2022).

- [32] European Commission, “Trans-European Transport Network TENtec - Maps,” 2022. <https://ec.europa.eu/transport/infrastructure/tentec/tentec-portal/site/en/maps.html> (accessed Aug. 11, 2022).
- [33] A. Dertinger *et al.*, “Covering Germany’s green hydrogen demand: Transport options for enabling imports,” Guidehouse, Berlin, 2022.
- [34] HySTRA, “HYDROGEN SUPPLY CHAIN,” *HYDROGEN SUPPLY CHAIN - HySTRA*, 2022. <http://www.hystra.or.jp/> (accessed Aug. 03, 2022).
- [35] Alfa Laval, Hafnia, Haldor Topsoe, Vestas, and Siemens Gamesa, “Ammonfuel – an industrial view of ammonia as a marine fuel,” *Hafnia*, 2020. <https://hafniabw.com/news/ammonfuel-an-industrial-view-of-ammonia-as-a-marine-fuel/> (accessed Aug. 03, 2022).
- [36] Y. Ishimoto, M. Voldsund, P. Nekså, S. Roussanaly, D. Berstad, and S. O. 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*, vol. 45, no. 58, pp. 32865–32883, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.09.017.
- [37] N. Rasmus, “Topsoes Ammonia cracking technology – Delivering green Hydrogen,” Nov. 2021.
- [38] U. Meinel, “Types of Vessels,” *viadonau*, 2022. <https://www.viadonau.org/en/economy/the-danube-transport-axis/types-of-vessels> (accessed Aug. 11, 2022).
- [39] Deutsch - Chilenische Industrie- und Handelskammer, “Factsheet Chile Energiespeicherung in Netzen, Gewerbe und Haushalten,” 2022.
- [40] “Dubai Electricity & Water Authority | Slab Tariff,” *Dubai Electricity & Water Authority*, 2021. <https://www.dewa.gov.ae/en/consumer/billing/slab-tariff> (accessed Sep. 05, 2022).
- [41] Deutsch-Algerische Industrie- und Handelskammer, “Factsheet Algerien Exportinitiative Energie,” 2020. [Online]. Available: https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Kurzinformationen/Standardfactsheets/2022/fs-algerien.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [42] Eurostat, “Strompreise,” Dec. 2021. <https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/products-datasets/-/TEN00117> (accessed Sep. 05, 2022).
- [43] Ship & Bunker, “Rotterdam Bunker Prices IFO380,” 2022. <https://shipandbunker.com/prices/emea/nwe/nl-rtm-rotterdam#IFO380> (accessed Sep. 06, 2022).
- [44] Fertilizers Europe, “GUIDANCE FOR TRANSPORTING AMMONIA BY RAIL.” 2017. [Online]. Available: https://www.fertilizerseurope.com/wp-content/uploads/2019/08/Guidance_for_transporting_ammonia_in_rail_4.pdf
- [45] Danish Energy Agency, “Technology Data - Energy transport,” 2021. [Online]. Available: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_for_energy_transport.pdf
- [46] VTG, “Flüssiggas Kesselwagen -Zags | VTG-Typ G86.104D.” VTG, 2022. [Online]. Available: <https://www.vtg.de/fluessiggas-kesselwagen-fuer-ammoniak-zags-2>
- [47] K. Greenhalgh, “European green ammonia is profitable now and will be again | IHS Markit,” *IHS Markit*, Jun. 20, 2022. <https://cleanenergynews.ihsmarkit.com/research-analysis/european-green-ammonia-is-profitable-now-and-will-be-again-aft.html> (accessed Sep. 19, 2022).

- [48] European Union, COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) .../... supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a minimum threshold for greenhouse gas emissions savings of recycled carbon fuels and by specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin and from recycled carbon fuels. 2022. Accessed: Sep. 19, 2022. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=PI_COM%3AAres%282022%293836721&qid=1653925514357
- [49] Eni and Snam, "Eni and Snam launch partnership on gas pipelines between Algeria and Italy," p. 3, 2021.
- [50] Ministero dello sviluppo economico, "Strategia Nazionale Idrogeno Linee guida preliminari," *mise*, 2020. https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Strategia_Nazionale_Idrogeno_Linee_guida_preliminari_nov20.pdf (accessed Sep. 19, 2022).
- [51] Snam, "Snam and hydrogen," *Snam*, Sep. 19, 2022. https://www.snam.it/en/energy_transition/hydrogen/snam_and_hydrogen/ (accessed Sep. 19, 2022).
- [52] Ö. Bundeskanzleramt, "Österreich und Vereinigte Arabische Emirate vereinbaren Wasserstoffallianz - Bundeskanzleramt Österreich," Jul. 29, 2021. <https://www.bundeskanzleramt.gv.at/bundeskanzleramt/nachrichten-der-bundesregierung/2021/07/oesterreich-und-vereinigte-arabische-emirate-vereinbaren-wasserstoffallianz.html> (accessed Sep. 19, 2022).
- [53] Salzburger Nachrichten, "Österreicher planen Export von grünem Wasserstoff aus Chile," *sn*, Feb. 22, 2022. <https://www.sn.at/wirtschaft/oesterreich/oesterreicher-planen-export-von-gruenem-wasserstoff-aus-chile-117417004> (accessed Sep. 19, 2022).
- [54] rag Austria AG, "H2EU+Store," *h2euplusstore*, Sep. 19, 2022. <https://www.h2euplusstore.com/> (accessed Sep. 19, 2022).
- [55] U. Lubenau, H. Bültemeier, and C. Marrune, "H₂-Kurzstudie: Wasserstoffqualität in einem gesamtdeutschen Wasserstoffnetz," Jun. 2022. [Online]. Available: https://www.get-h2.de/wp-content/uploads/220622_Finaler-Bericht_Kurzstudie_H2-Rein_veroeffentlicht.pdf
- [56] CertifHy, "CertifHy," *CertifHy*, Sep. 19, 2022. <https://www.certifhy.eu/> (accessed Sep. 19, 2022).
- [57] Dena, "Vorfinanzierung durch die Netzbetreiber, Risikoabsicherung durch den Staat. Ein Vorschlag für mehr Tempo beim Ausbau der Wasserstoff-Netzinfrastruktur.," *Dena*, 2022. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/2022-08-H2-Netzinfrastruktur_Diskursbeitrag.pdf
- [58] H2 Global Stiftung, "The H2Global Mechanism," *H2 Global*, Sep. 19, 2022. <https://h2-global.de/project/h2g-mechanism> (accessed Sep. 19, 2022).
- [59] E-Bridge, "Wasserstoff-Preisindex „Hydex“,“ 2022. <https://www.e-bridge.de/#hydexmodal> (accessed Jul. 28, 2022).
- [60] Hydrogen Import Coalition, "Shipping sun and wind to Belgium is key in climate neutral economy," 2021.
- [61] World Energy Council Europe, "Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities," *Weltenergiemat*, 2021. <https://www.weltenergiemat.de/publikationen/studien/hydrogen-imports-into-the-eu/> (accessed Aug. 11, 2022).
- [62] Inflation Tool 2022, "Inflationtool." <https://www.inflationtool.com/euro/2015-to-present-value?year2=2022&frequency=yearly> (accessed Jul. 22, 2022).

- [63] I. Webster, "Value of \$1 from 2015 to 2022." <https://www.in2013dollars.com/us/inflation/2015?amount=1> (accessed Jul. 22, 2022).
- [64] M. Richthofen and L. Libercka, "Währungsrechner: Euro- US-Dollar," Jul. 22, 2022. <https://www.finanzen.at/waehrungsrechner/euro-us-dollar> (accessed Jul. 22, 2022).
- [65] U.S. Department of Energy's Solar Energy Technologies Office, "2030 Solar Cost Targets," 2021. Accessed: Jul. 26, 2022. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/solar/articles/2030-solar-cost-targets>
- [66] D. Feldman, V. Ramasamy, and R. Fu, "U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmark," National Renewable Energy Laboratory, 2021. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/77324.pdf>
- [67] Canada Energy Regulator, *Canada's Energy Future*. 2021. Accessed: Jul. 26, 2022. [Online]. Available: <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/canada-energy-future/2021/canada-energy-futures-2021.pdf>
- [68] U. Caldera, A. Sadiqa, A. Gulagi, and C. Breyer, "Irrigation efficiency and renewable energy powered desalination as key components of Pakistan's water management strategy," *Smart Energy*, vol. 4, p. 100052, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.segy.2021.100052>.
- [69] J. Proost, "State-of-the art CAPEX data for water electrolyzers, and their impact on renewable hydrogen price settings," 15.02.2019. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319918324157>
- [70] A. Zauner, H. Böhm, and D. Rosenfeld, "Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimization," D7.7, Feb. 2019. [Online]. Available: https://energieinstitut-linz.at/wp-content/uploads/2020/01/20190801-STOREandGO-D7.7-EIL-Analysis_on_future_technology_options_and_on techno-economic_optimization1.pdf
- [71] M. Götz *et al.*, "Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review," *Renewable Energy*, vol. 85, pp. 1371–1390, 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.066>.
- [72] IEA, "IEA G20 Hydrogen report," 2022. [Online]. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/29b027e5-fefc-47df-aed0-456b1bb38844/IEA-The-Future-of-Hydrogen-Assumptions-Annex_CORR.pdf
- [73] Department for Business, Energy & Industrial Strategy, "Hydrogen Production Costs 2021," Department for Business, Energy & Industrial Strategy, Aug. 2021.
- [74] A. Mayyas, M. Ruth, and B. Pivovar, "Manufacturing Cost Analysis for Proton Exchange Membrane Water Electrolyzers," National Renewable Energy Laboratory, Aug. 2019. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/research/publications.html>
- [75] D. Jang, J. Kim, D. Kim, W.-B. Han, and S. Kang, "Techno-economic analysis and Monte Carlo simulation of green hydrogen production technology through various water electrolysis technologies," *Energy Conversion and Management*, vol. 258, p. 115499, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115499>.
- [76] T. Smolinka, N. Wiebe, P. Sterchele, and A. Palzer, "Studie IndWEDe: Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme." 2018. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/339939003_Studie_IndWEDe_Industrialisierung_der_Wasserelektrolyse_in_Deutschland_Chancen_und_Herausforderungen_fur_nachhaltigen_Wasserstoff_fur_Verkehr_Strom_und_Warme

- [77] J. Hampp, M. Düren, and T. Brown, "Import options for chemical energy carriers from renewable sources to Germany." arXiv, Jul. 02, 2021. Accessed: Aug. 03, 2022. [Online]. Available: <http://arxiv.org/abs/2107.01092>
- [78] M. Raab, S. Maier, and R.-U. Dietrich, "Comparative techno-economic assessment of a large-scale hydrogen transport via liquid transport media," 2021. Accessed: Aug. 03, 2022. [Online]. Available: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S036031992034876X?to-ken=50C95026A18F7F29CE5EE95CCAC543DDA1175C5D4FADC40B1BDA310BEAD3B4235F10E3CBEEADBA10183F798C40EBB0C7&originRegion=eu-west-1&originCreation=20220803152729>
- [79] M. Niermann, S. Timmerberg, S. Drünert, and M. Kaltschmitt, "Liquid Organic Hydrogen Carriers and alternatives for international transport of renewable hydrogen," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 135, p. 110171, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2020.110171.
- [80] M. Hurskainen and J. Itonen, "Techno-economic feasibility of road transport of hydrogen using liquid organic hydrogen carriers," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 56, pp. 32098–32112, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.08.186.
- [81] IMO, "Study on the optimization of energy consumption as part of implementation of a Ship Energy Efficiency Management Plan (SEEMP)," International Maritime Organization, 2016.
- [82] R. Schmidt, "Hydrogen stored as an oil!," p. 13, Jun. 2021.
- [83] U. Meinel, "Navigability," *viadonau*, 2022. <https://www.viadonau.org/en/economy/the-danube-transport-axis/navigability> (accessed Aug. 11, 2022).
- [84] DNV, "Energy Transition Outlook report," 2021. <https://download.dnv.com/eto-2021-download> (accessed Sep. 19, 2022).
- [85] Statista, "Spain power sector carbon intensity outlook 2050," 2022. <https://www.statista.com/statistics/1190075/carbon-intensity-outlook-of-spain/> (accessed Sep. 19, 2022).
- [86] Climate Analytics, "Romania Country Factsheet: 1.5°C Pathways for Europe," 2022. <https://climateanalytics.org/media/romania.pdf> (accessed Sep. 19, 2022).
- [87] European Environment Agency, "Greenhouse gas emission intensity of electricity generation in Europe," Jul. 14, 2022. <https://www.eea.europa.eu/ims/greenhouse-gas-emission-intensity-of-1> (accessed Sep. 19, 2022).
- [88] European Parliament and Council of the European Union, REGULATION (EU) 2021/1119 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 30 June 2021 establishing the framework for achieving climate neutrality and amending Regulations (EC) No 401/2009 and (EU) 2018/1999 ("European Climate Law"). 2021. Accessed: Sep. 19, 2022. [Online]. Available: <http://www.bloomsburycollections.com/book/fundamental-texts-on-european-private-law-1>
- [89] BMK, "Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz," *Bundesministerium Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie*, 03 2021. https://www.bmk.gv.at/service/presse/gewessler/20210317_eag.html (accessed Jun. 22, 2021).

12 ANHANG

Tabelle 12-1 zeigt die Umrechnung von Euro und US-Dollar in den vergangenen Jahren in jeweils Euro oder US-Dollar-Geldeinheiten 2022.

Tabelle 12-1 Umrechnung der Euro und US-Dollar Geldeinheiten der vergangenen Jahre in Euro bzw. Dollar 2022 [62], [63]

Jahre	US-Dollar 2022	EURO 2022
2015	1.25	1.17
2016	1.23	1.17
2017	1.21	1.15
2018	1.18	1.13
2019	1.16	1.12
2020	1.14	1.12
2021	1.09	1.09
2022	1	1.01

Tabelle 12-2 zeigt die verwendete Umrechnung zwischen US-Dollar und Euro 2022, zum 22. Juli, 2022.

Tabelle 12-2 Umrechnung der Dollar in Euro [64]

Währung	US-Dollar 2022	Euro 2022
US-Dollar 2022	1	0.9797
Euro 2022	1.0224	1

Tabelle 12-3 zeigt die PV- und Windanlagen Kostenannahmen, sowie die berücksichtigte Lebenszeit der Anlagen.

Tabelle 12-3 PV- und Windanlagenkosten und Anlagenlebenszeit

	2030 - CAPEX	2030 - OPEX	2040 - CAPEX	2040 - OPEX	Lebenszeit	Quellen
PV	550.000 €/MW	4.800 €/MW p.a.	440.000 €/MW	4.800 €/MW p.a.	20 Jahre	[65], [66]
Wind	1.226.000 €/MW	42.500 €/MW p.a.	868.000 €/MW	42.500 €/MW p.a.	20 Jahre	[67]

Tabelle 12-4 zeigt die Kosten des Wasseraufbereitungssystems, in diesem Fall einer Meerwasserentsalzungsanlage. Der Strombedarf des Wasseraufbereitungssystems wird aus den gleichen erneuerbaren Anlagen gespeist, wie der Elektrolyseur.

Tabelle 12-4 Kosten des Wasseraufbereitungssystems

Jahr	CAPEX	OPEX	Strombedarf	Lebenszeit	Quellen
2030	725 €/ (m ³ Wasser * Tag)	33 €/ (m ³ Wasser * Tag)	3,6 kWh/ m ³ Wasser	30 Jahre	[68]
2040	415 €/ (m ³ Wasser * Tag)	17 €/ (m ³ Wasser * Tag)	2,6 kWh/ m ³ Wasser	30 Jahre	[68]

Tabelle 12-5 zeigt die in der Studie verwendeten CAPEX und OPEX der PEM-Elektrolyse. Dazu wurden mehrere Studien mit Preisprognosen bis 2030, 2040 und 2050 herangezogen und gemittelt.

Des Weiteren wurden die CAPEX aufgeschlüsselt in CAPEX der Elektrolyse-Stack-Kosten, Elektrolyse OPEX, Stromkosten ausgenommen, Balance of Plant Kosten, sowie Gewinnspanne und Installationskosten. Als Re-Investitionskosten wurden hierbei lediglich die CAPEX des Elektrolyse-Stacks als auch Gewinnspanne und Installation des Stacks herangezogen.

Tabelle 12-5 PEM Elektrolysekosten

Jahr	Stack CAPEX	OPEX	Balance of Plant	Gewinnspanne und Installation	Lebenszeit	Wasserbedarf	Quellen
2030	158.450 €/MW	9.000 €/MW p.a.	302.865 €/MW	455.670 €/MW	60.000 h	9 l/ kg H ₂	[68]–[75]
2040	155.550 €/MW	8.000 €/MW p.a.	262.190 €/MW	419.280 €/MW	60.000 h	9 l/ kg H ₂	[68]–[75]

Tabelle 12-6 zeigt die Modellierungsparameter der Pipeline im Exportland. Die Verluste sind bezogen auf den Energieinhalt des transportierten Wasserstoffs und müssen durch elektrische Energie (Druckhaltstationen) ausgeglichen werden.

Tabelle 12-6: Modellierungsparameter für Pipeline im Exportland

Kenndaten	Einheit	2030 Opt.	2040 Opt.	2030 Pes.	2040 Pes.	Quellen
CAPEX	€/MW (H ₂)/km	1.000	700	1.600	1.000	[45]
OPEX	% CAPEX	2	2	2	2	[45]
Größe	MW H ₂	250	500	250	500	Annahme
Verluste	%/1000km	5,8	3,9	7,6	5,5	[45]
Auslastung	%	90	90	90	90	Annahme
Lebensdauer	Jahre	50	50	40	40	[12], [45]

Tabelle 12-7 zeigt die Modellierungsparameter des Pipelinekompressors im Exportland. Der Energiebedarf zur Kompression ist bezogen auf den Energieinhalt des Wasserstoffs.

Tabelle 12-7: Modellierungsparameter für Pipeline Kompressor im Exportland

Kenndaten	Einheit	2030 Opt.	2040 Opt.	2030 Pes.	2040 Pes.	Quellen
CAPEX	Mio.€/MW(el)	2,2	6,7	2,2	6,7	[12]
OPEX	% CAPEX	1,7	1,7	1,7	1,7	[12]
Energiebedarf (el.)	%	0,85	0,8	0,85	0,8	[45]
Auslastung	%	90	90	90	90	Annahme
Lebensdauer	Jahre	25	25	25	25	[12]

Tabelle 12-8 zeigt die Modellierungsparameter des Binnentransports für verschiedene Transportdistanzen.

Tabelle 12-8: Modellierungsparameter für den Binnentransport

Kenndaten	Einheit	2030 Opt.	2040 Opt.	2030 Pes.	2040 Pes.	Quellen
Transportkosten	€/(1000km*kg H ₂)	0,11	0,11	0,21	0,21	[12]
Transportdistanz: Spanien	km	2.300	2.000	2.300	2.000	Annahme
Transportdistanz: Tunesien	km	1.800	1.800	1.800	1.800	Annahme
Transportdistanz: Chile	km	1.150	900	1.150	900	Annahme
Transportdistanz: VAE	km	350	350	350	350	Annahme

Tabelle 12-9 bis Tabelle 12-13 zeigen die Modellierungsparameter des Flüssig-Wasserstoff Transports. Boil-off Verluste können unter Energieeinsatz wieder verflüssigt werden. In der Modellierung wurde das jedoch nicht berücksichtigt, Verluste verringern daher die gelieferte Wasserstoff-Menge. CAPEX des Flüssig-Wasserstoff-Terminals entspricht einem LNG-Terminal mit einer Kapazität von 3 Mt pro Jahr.

Tabelle 12-9: Modellierungsparameter für den Flüssig-Wasserstoff Verflüssiger

Kenndaten	Einheit	2030 Opt.	2040 Opt.	2030 Pes.	2040 Pes.	Quellen
CAPEX	€/kW H _{2out}	1.675	930	3.315	1.535	[21]
OPEX	% CAPEX	4	4	8	8	[21], [77]
Energiebedarf (el.)	MWh/t H _{2out}	9	8	9	8	[21]
Effizienz	%	95	98	95	98	[21]
Auslastung	%	90	90	90	90	Annahme
Lebensdauer	Jahre	30	30	30	30	[15]

Tabelle 12-10: Modellierungsparameter für den Flüssig-Wasserstoff Speicher

Kenndaten	Einheit	2030 Opt.	2040 Opt.	2030 Pes.	2040 Pes.	Quellen
CAPEX	€/kg H ₂	18	14	27	18	[21]
OPEX	% CAPEX	2	2	2	2	[77]
Energiebedarf (el.)	MWh/t H ₂	0,61	0,61	0,61	0,61	[15]
Größe	t H ₂	2.000	12.000	2.000	12.000	Annahme
Verluste	%/Tag	0,05	0,05	0,25	0,25	[21]

Kenndaten	Einheit	2030 Opt.	2040 Opt.	2030 Pes.	2040 Pes.	Quellen
Lebensdauer	Jahre	20	20	20	20	[77]

Tabelle 12-11: Modellierungsparameter für das Flüssig-Wasserstoff Terminal

Kenndaten	Einheit	2030 Opt.	2040 Opt.	2030 Pes.	2040 Pes.	Quellen
CAPEX	€m	114,1	114,1	114,1	114,1	[78]
OPEX	% CAPEX	4	4	4	4	[15]
Energiebedarf (el.)	MWh/t H ₂	-	-	-	-	
Größe	Mt/Jahr	3	3	3	3	[78]
Lebensdauer	Jahre	30	30	30	30	[15]

Tabelle 12-12: Modellierungsparameter für die Flüssig-Wasserstoff Verschiffung

Kenndaten	Einheit	2030 Opt.	2040 Opt.	2030 Pes.	2040 Pes.	Quellen
CAPEX	€/t H ₂	98.150	31.500	140.220	45.000	[21]
OPEX	% CAPEX	4	4	5	5	[15], [45]
Treibstoffbedarf	MJ/km	1.413	1.936	1.646	2.302	[8], [45]
Größe	t H ₂	2.000	12.000	2.000	12.000	[21]
Speed	km/h	30	30	30	30	[15]
Verluste	%/Tag	0,2	0,2	0,25	0,25	[15], [21]
Lebensdauer	Jahre	30	30	30	30	[15]

Tabelle 12-13: Modellierungsparameter für die Flüssig-Wasserstoff Verdampfungsanlage

Kenndaten	Einheit	2030 Opt.	2040 Opt.	2030 Pes.	2040 Pes.	Quellen
CAPEX	€/kW H _{2 out}	329	136	840	346	[21]
OPEX	% CAPEX	3	3	4	4	[21]
Energiebedarf (el.)	MWh/t H ₂	0,61	0,40	0,90	0,65	[21]
Effizienz	%	98	98	98	98	[21]
Auslastung	%	90	90	90	90	Annahme
Lebensdauer	Jahre	30	30	30	30	Annahme

Tabelle 12-14 bis Tabelle 12-18 zeigen die Modellierungsparameter des Ammoniak Transports. Boil-off Verluste können unter Energieeinsatz wieder verflüssigt werden. In der Modellierung wurde das jedoch nicht berücksichtigt, Verluste verringern die gelieferte Wasserstoff-Menge. CAPEX des Ammoniak-Terminals entspricht einem LNG-Terminal mit einer Kapazität von 3 Mt pro Jahr. Die Effizienz mit Wasserstoff Einsatz entspricht der Umwandlungseffizienz bei Nutzung eines Teils des produzierten Wasserstoffs zur Deckung des Wärmebedarfs.

Tabelle 12-14: Modellierungsparameter für die Ammoniak Synthese

Kenndaten	Einheit	2030 Opt.	2040 Opt.	2030 Pes.	2040 Pes.	Quellen
CAPEX	€/kW NH ₃ _{out}	890	395	1.775	795	[21]
OPEX	% CAPEX	2	2	2	2	[21]
Energiebedarf (el.)	MWh/t NH ₃ _{out}	0,731	0,561	0,731	0,731	[21]
Effizienz	%	88	88	87	87	[21]
Auslastung	%	90	90	90	90	Annahme
Lebensdauer	Jahre	30	30	30	30	[15]

Tabelle 12-15: Modellierungsparameter für den Ammoniak Speicher

Kenndaten	Einheit	2030 Opt.	2040 Opt.	2030 Pes.	2040 Pes.	Quellen
CAPEX	€/t NH ₃	650	630	720	650	[21]
OPEX	% CAPEX	2	2	2	2	[77]
Energiebedarf (el.)	MWh/t NH ₃	0,0378	0,0378	0,0378	0,0378	[21]
Größe	t NH ₃	30.000	60.000	30.000	60.000	Annahme
Verluste	%/Tag	0,04	0,04	0,04	0,04	[21]
Lebensdauer	Jahre	20	20	20	20	[77]

Tabelle 12-16: Modellierungsparameter für das Ammoniak Terminal

Kenndaten	Einheit	2030 Opt.	2040 Opt.	2030 Pes.	2040 Pes.	Quellen
CAPEX	€m	114,1	114,1	114,1	114,1	[78]
OPEX	% CAPEX	4	4	4	4	[15]
Energiebedarf (el.)	MWh/t H ₂	-	-	-	-	
Größe	Mt/Jahr	3	3	3	3	[78]
Lebensdauer	Jahre	30	30	30	30	[15]

Tabelle 12-17: Modellierungsparameter für die Ammoniak Verschiffung

Kenndaten	Einheit	2030 Opt.	2040 Opt.	2030 Pes.	2040 Pes.	Quellen
CAPEX	€/t NH ₃	2.450	810	4.765	1.575	[21]
OPEX	% CAPEX	2,5	2,5	4	4	[15], [21]
Treibstoffbedarf	MJ/km	2.090	2.500	2.250	2.780	[15], [45]
Größe	t NH ₃	30.000	60.000	30.000	60.000	Annahme

Kenndaten	Einheit	2030 Opt.	2040 Opt.	2030 Pes.	2040 Pes.	Quellen
Speed	km/h	30	30	30	30	[15]
Verluste	%/Tag	0,04	0,04	0,04	0,04	[21]
Lebensdauer	Jahre	30	30	30	30	[15]

Tabelle 12-18: Modellierungsparameter für den Ammoniak Cracker

Kenndaten	Einheit	2030 Opt.	2040 Opt.	2030 Pes.	2040 Pes.	Quellen
CAPEX	€/kW H ₂ _{out}	705	280	1.370	545	[21]
OPEX	% CAPEX	3	3	4	4	[21]
Energiebedarf (el.)	MWh/t H ₂	2	1,25	2	1,5	[15], [21]
Energiebedarf (th.)	MWh/t H ₂	11,2	8,1	16,8	14	[21]
Effizienz ohne Wasserstoff-Einsatz	%	98	98	98	98	[21]
Effizienz mit Wasserstoff-Einsatz	%	74,6	80,3	66,2	70,2	Eigene Rechnung, basierend auf [36]
Auslastung	%	90	90	90	90	Annahme
Lebensdauer	Jahre	30	30	30	30	[21]

Tabelle 12-19 bis Tabelle 12-26 zeigen die Modellierungsparameter des LOHC Transports. Verluste an DBT entstehen durch Nebenreaktionen und beim Transfer und werden mit angenommenen DBT Preis ersetzt. CAPEX des LOHC-Terminals entspricht einem LNG-Terminal mit einer Kapazität von 3 Mt pro Jahr. Die Effizienz der Dehydrierung am Schiff ist höher als im Import-Terminal, da angenommen wird, dass 50% der benötigten Wärme aus der Abwärme des Motors genutzt werden können. Die Effizienz mit Wasserstoff-Einsatz entspricht der Umwandlungseffizienz bei Nutzung eines Teils des produzierten Wasserstoffes zur Deckung des Wärmebedarfs.

Tabelle 12-19: Modellierungsparameter für den LOHC Träger

Kenndaten	Einheit	2030 Opt.	2040 Opt.	2030 Pes.	2040 Pes.	Quellen
Preis	€/kg DBT	1.485	1.485	3.960	3.960	[21]
Wasserstoff-Dichte	gew.-%	6,2	6,2	6,2	6,2	[21]
Verluste	%/a	0,02	0,02	3	3	[15], [21]

Tabelle 12-20: Modellierungsparameter für die LOHC Hydrierung

Kenndaten	Einheit	2030 Opt.	2040 Opt.	2030 Pes.	2040 Pes.	Quellen
CAPEX	€/kW H _{2out}	200	85	405	165	[21]
OPEX	% CAPEX	3	3	4	4	[21]
Energiebedarf (el.)	MWh/t H _{2out}	0,8	0,4	1,8	0,8	[21]
Effizienz	%	95	97	90	93	[21]
Auslastung	%	90	90	90	90	Annahme
Lebensdauer	Jahre	30	30	20	20	[15], [79]

Tabelle 12-21: Modellierungsparameter für den LOHC Speicher (Schiffroute)

Kenndaten	Einheit	2030 Opt.	2040 Opt.	2030 Pes.	2040 Pes.	Quellen
CAPEX	€/t DBT	205	110	290	135	[77], [78],[80]
OPEX	% CAPEX	2	2	2	2	Annahme
Energiebedarf (el.)	MWh/t DBT	0,00062	0,00062	0,00062	0,00062	[15]
Größe	t DBT	2 x 55.000	2x 110.000	2x 55.000	2x 110.000	Annahme
Lebensdauer	Jahre	30	30	30	30	[77]

Tabelle 12-22: Modellierungsparameter für den LOHC Speicher (Binnenschiffroute)

Kenndaten	Einheit	2030 Opt.	2040 Opt.	2030 Pes.	2040 Pes.	Quellen
CAPEX	€/t DBT	205	110	290	135	[77], [78], [80]
OPEX	% CAPEX	2	2	2	2	Annahme
Energiebedarf (el.)	MWh/t DBT	0,00062	0,00062	0,00062	0,00062	[15]
Größe	t DBT	2 x 2.000	2x 3.000	2x 2.000	2x 3.000	Annahme
Lebensdauer	Jahre	30	30	30	30	[77]

Tabelle 12-23: Modellierungsparameter für das LOHC Terminal

Kenndaten	Einheit	2030 Opt.	2040 Opt.	2030 Pes.	2040 Pes.	Quellen
CAPEX	€m	114,1	114,1	114,1	114,1	[78]
OPEX	% CAPEX	4	4	4	4	[15]

Kenndaten	Einheit	2030 Opt.	2040 Opt.	2030 Pes.	2040 Pes.	Quellen
Energiebedarf (el.)	MWh/t H ₂	-	-	-	-	
Größe	Mt/Jahr	3	3	3	3	[78]
Lebensdauer	Jahre	30	30	30	30	[15]

Tabelle 12-24: Modellierungsparameter für die LOHC Verschiffung (Schiffroute)

Kenndaten	Einheit	2030 Opt.	2040 Opt.	2030 Pes.	2040 Pes.	Quellen
CAPEX	€/t DBT	1.240	540	1.860	810	[21]
OPEX	% CAPEX	3	3	4	4	[15], [21]
Treibstoffbedarf	MJ/km	2.205	3.300	2.665	3.930	[15], [45]
Größe	t DBT	55.000	110.000	55.000	110.000	Annahme
Speed	km/h	30	30	30	30	[15]
Effizienz Dehydr.	%	-	83,7	-	77,9	Eigene Rechnung
Lebensdauer	Jahre	30	30	30	30	[15]

Tabelle 12-25: Modellierungsparameter für die LOHC Verschiffung (Binnenschiffroute)

Kenndaten	Einheit	2030 Opt.	2040 Opt.	2030 Pes.	2040 Pes.	Quellen
CAPEX	€/t DBT	2.700	2.160	3.150	2.700	[21]
OPEX	% CAPEX	3	3	4	4	[15], [21]
Treibstoffbedarf	MJ/km	78	117	117	175	[81]
Größe	t DBT	2.000	3.000	2.000	3.000	[38], [82]
Speed	km/h	15	15	15	15	[83]
Effizienz Dehydr.	%	-	83,7	-	77,9	Eigene Rechnung
Lebensdauer	Jahre	30	30	30	30	[15]

Tabelle 12-26: Modellierungsparameter für die LOHC Dehydrierung

Kenndaten	Einheit	2030 Opt.	2040 Opt.	2030 Pes.	2040 Pes.	Quellen
CAPEX	€/kW H _{2out}	375	160	980	420	[21]
OPEX	% CAPEX	3	3	6	6	[21]
Energiebedarf (el.)	MWh/t H ₂	1,5	1,5	2	2	[15], [21]
Energiebedarf (th.)	MWh/t H ₂	13,6	11,3	20,4	17	[21]
Effizienz ohne Wasserstoff-Einsatz	%	98	98	98	98	[21]
Effizienz mit Wasserstoff-Einsatz	%	69,4	73,0	60,6	64,7	Eigene Rechnung
Auslastung	%	90	90	90	90	Annahme
Lebensdauer	Jahre	30	30	30	30	[15]

Tabelle 12-27: Annahmen zu THG-Emissionen in den Jahren 2030 und 2040

Kenndaten	Einheit	2030	2040	Quelle
Netzstrom in Chile	g CO _{2eq} /MJ	15,71	7,56	Energieträger aus [84] für Region „LAM“; Emissionen aus [48]
Netzstrom in den VAE	g CO _{2eq} /MJ	48,71	23,48	Energieträger aus [84] für Region „MEA“; Emissionen aus [48]
Netzstrom in Tunesien	g CO _{2eq} /MJ	48,71	23,48	Energieträger aus [84] für Region „MEA“; Emissionen aus [48]
Netzstrom in Spanien	g CO _{2eq} /MJ	22,08	13,72	[85]
Netzstrom in Rumänien	g CO _{2eq} /MJ	108,94	54,47	[86]
Netzstrom in Italien	g CO _{2eq} /MJ	70,25	35,13	Basierend auf Werten aus [87] und Reduktionszielen aus [88]
Netzstrom in Niederlande	g CO _{2eq} /MJ	86,70	43,35	Basierend auf Werten aus [87] und Reduktionszielen aus [88]
Netzstrom in Deutschland	g CO _{2eq} /MJ	83,00	41,50	Basierend auf Werten aus [87] und Reduktionszielen aus [88]
Netzstrom in Österreich	g CO _{2eq} /MJ	0,00	0,00	Basierend auf österreichischem Reduktionsziel aus [89]
Schweröl	g CO _{2eq} /MJ	94,20	94,20	[48]

Kenndaten	Einheit	2030	2040	Quelle
Steinkohle	g CO ₂ eq/MJ	114,77	114,77	[48] (Kombination aus CO ₂ und anderen Treibhausgasen)
Braunkohle	g CO ₂ eq/MJ	103,17	103,17	[48] (Kombination aus CO ₂ und anderen Treibhausgasen)
Erdgas	g CO ₂ eq/MJ	68,93	68,93	[48] (Kombination aus CO ₂ und anderen Treibhausgasen)
Biogas	g CO ₂ eq/MJ	14,95	14,95	[48] (Kombination aus CO ₂ und anderen Treibhausgasen)

AIT AUSTRIAN INSTITUTE OF TECHNOLOGY GMBH

Giefinggasse 4, 1210 Wien
Center for Energy
www.ait.ac.at

Johannes Kathan
Thematic Coordinator
Hybrid Power Plants
+43 50550-6027
johannes.kathan@ait.ac.at

Margit Özelt
Marketing and Communication
+43 50550-6302
margit.oezelt@ait.ac.at

Andrea Reichenauer
Office Management
+43 50550-6648
andrea.reichenauer@ait.ac.at