

SCHRIFTENREIHE ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT

Analyse

August 2022

Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030

Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse

Frithjof Staiß (AG-Leitung) | Jörg Adolf | Florian Ausfelder | Christoph Erdmann | Manfred Fishedick |
Christopher Hebling | Thomas Jordan | Gernot Klepper | Thorsten Müller | Regina Palkovits |
Witold-Roger Pogonietz | Wolf-Peter Schill | Maike Schmidt | Cyril Stephanos | Philipp Stöcker |
Ulrich Wagner | Kirsten Westphal | Sven Wurbs

Energiesysteme der Zukunft ist ein Projekt von:

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina | www.leopoldina.org

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften | www.acatech.de

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften | www.akademienunion.de

Impressum

Autoren

Prof. Dr. Frithjof Staß
(AG-Leitung)

Zentrum für Sonnenenergie-
und Wasserstoff-Forschung
Baden-Württemberg (ZSW)

Dr. Jörg Adolf
Shell Deutschland GmbH

Dr. Florian Ausfelder
DECHEMA Gesellschaft für Chemische
Technik und Biotechnologie e.V.

Dr. Christoph Erdmann
MESSER GROUP GmbH

Prof. Dr.-Ing. Manfred Fishedick
Wuppertal Institut

Prof. Dr. Christopher Hebling
Fraunhofer-Institut für Solare
Energiesysteme (ISE)

Dr. Thomas Jordan
Karlsruher Institut für Technologie
(KIT)/Institut für Thermische Ener-
gietechnik und Sicherheit (ITES)

Prof. Dr. Gernot Klepper
Institut für Weltwirtschaft (IfW)

Dr. Thorsten Müller
Stiftung Umweltenergierecht

Prof. Dr. Regina Palkovits
RWTH Aachen - Institut für
Technische und Makromoleku-
lare Chemie

Dr. Witold-Roger Poganietz
Karlsruher Institut für Technolo-
gie (KIT)

Dr. Wolf-Peter Schill
Deutsches Institut für Wirt-
schaftsforschung (DIW Berlin)

Maïke Schmidt
Zentrum für Sonnenenergie-
und Wasserstoff-Forschung
Baden-Württemberg (ZSW)

Dr. Cyril Stephanos
Koordinierungsstelle ESYS |
acatech

Philipp Stöcker
RWTH Aachen - Institut für
Stromrichtertechnik und Elekt-
rische Antriebe

Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner
Technische Universität Mün-
chen

Dr. Kirsten Westphal
H2Global Stiftung

Sven Wurbs
Koordinierungsstelle ESYS |
acatech

Reihenherausgeber

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung)
Koordinierungsstelle München, Karolinenplatz 4, 80333 München | www.acatech.de

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V.
– Nationale Akademie der Wissenschaften –
Jägerberg 1, 06108 Halle (Saale) | www.leopoldina.org

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.
Geschwister-Scholl-Straße 2, 55131 Mainz | www.akademienunion.de

Empfohlene Zitierweise

Staß, F. et al.: *Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030: Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2022.

Wissenschaftliche Koordination

Maïke Schmidt
ZSW

Dr. Cyril Stephanos
acatech

Philipp Stöcker
RWTH Aachen

Sven Wurbs
acatech

Produktionskoordination und Satz

Annika Seiler, acatech

ISBN: 978-3-9820053-4-8 | DOI: https://doi.org/10.48669/esys_2022-6

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie. Detaillierte bibliografische Daten sind im Internet unter <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Nachdrucks, der Entnahme von Abbildungen, der Wiedergabe auf fotomechanischem oder ähnlichem Wege und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen bleiben – auch bei nur auszugsweiser Verwendung – vorbehalten.

Das Akademienprojekt

Das Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“ erarbeitet Stellungnahmen und Analysen zur Gestaltung der Energiewende. Stellungnahmen enthalten Handlungsoptionen für die Transformation des Energiesystems und werden nach externer Begutachtung vom Kuratorium des Akademienprojekts verabschiedet. Analysen sind Ergebnisberichte von Arbeitsgruppen. Die inhaltliche Verantwortung für Analysen liegt bei den Autoren. Sofern eine Analyse Bewertungen enthält, geben diese die persönliche Meinung der Autoren wieder.



Leopoldina
Nationale Akademie
der Wissenschaften



Vorwort

Heute ist unbestritten, dass grüner Wasserstoff ein Schlüsselement zum Erreichen der Klimaschutzziele sein wird. Seine Zukunft in Deutschland und Europa hängt maßgeblich mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien zusammen, die für seine Herstellung erforderlich sind. Mehr Erneuerbare in Deutschland bieten mehr Potenzial für eine heimische Produktion. Doch es ist auch klar: Wir werden nach derzeitigem Stand weiterhin Energie international importieren müssen, nicht zuletzt – oder vielmehr zuallererst – Wasserstoff und seine Syntheseprodukte. Wie hoch die Importanteile 2030 ausfallen werden, ist heute noch nicht exakt zu bestimmen, Deutschland und Europa müssen aber die entstehenden globalen Märkte aktiv mitgestalten.

Jetzt gilt es, die technologischen Voraussetzungen sowie die ökonomischen und rechtlichen Rahmenbedingungen zum Aufbau einer Infrastruktur für den internationalen Wasserstofftransport zu schaffen und dabei aus der Vergangenheit und Gegenwart zu lernen. Der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine und die damit verbundenen geopolitischen Verwerfungen zeigen eindrücklich, dass klug gesetzte kooperative Maßnahmen, die auch die Vielfalt von Bezugsquellen berücksichtigen, notwendig sind, um Klimaschutz, Energiesicherheit und bezahlbare Energiepreise gewährleisten zu können.

In der Analyse „Optionen für den Import von grünem Wasserstoff nach Deutschland bis zum Jahr 2030“ zeigt eine Arbeitsgruppe des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) auf, wie grüner Wasserstoff und daraus hergestellte Produkte nach Deutschland importiert werden können. Die Fachleute bewerten die Transportoptionen anhand quantitativer und qualitativer Kriterien. Dies umfasst unter anderem die transparente Darstellung der Kosten für die Herstellung und den Transport sowie Umweltaspekte und Realisierungszeiträume der jeweiligen Importlösungen für eine rohstoffliche und energetische Nutzung anhand der Informationsbasis im Jahr 2021.

Darauf aufbauend wurden einzelne Länderanalysen durchgeführt, die exemplarisch für verschiedene Transportdistanzen und Ländergegebenheiten stehen. Ein ergänzender Methodenband gibt allen Interessierten vertiefte Einblicke in die verwendete Datenbasis und die Berechnungsmethoden. Die Arbeitsgruppe möchte damit Entscheidungsträger*innen bei der fundierten und differenzierten Beurteilung der vielfältigen Importoptionen für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft 2030 unterstützen.

Ich danke sehr herzlich den AG-Mitgliedern und der ESYS-Koordinierungsstelle sowie allen Beteiligten für Ihr Engagement. Besonderer Dank gebührt den Mitgliedern des Kernteams: Maike Schmidt, Cyril Stephanos, Philipp Stöcker und Sven Wurbs. Ich wünsche allen Leser*innen eine interessante Lektüre.

Prof. Dr. Frithjof Staib
Leiter der Arbeitsgruppe
„Wasserstoffwirtschaft 2030“

Inhalt

Vorwort	3
Abkürzungen und Einheiten	6
Zusammenfassung.....	9
1 Einleitung.....	18
2 Der zukünftige Wasserstoff- und Importbedarf Deutschlands	21
2.1 Wasserstoffbedarf	21
2.2 Importquoten.....	23
3 Übersicht über die betrachteten Transportoptionen	25
3.1 Gasförmiger Wasserstoff per Pipeline	27
3.2 Flüssiger Wasserstoff per Schiff	28
3.3 Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) per Schiff	29
3.4 Ammoniak per Schiff.....	30
3.5 Synthetisches Methan per Pipeline	31
3.6 Synthetisches Methanol per Schiff	32
3.7 Synthetische Fischer-Tropsch-Produkte per Schiff	33
Exkurs: Woher kommt der Kohlenstoff?.....	34
4 Vergleichende Berechnungen zu den Transportoptionen.....	36
4.1 Methodik.....	36
4.2 Importkosten der Energieträger (ohne Wasserstofferzeugung).....	38
4.3 Energetische Effizienzen der Transportoptionen.....	41
4.4 Kostenvergleich verschiedener Optionen zum Transport von Wasserstoff	43
4.5 Importkosten der Energieträger im Vergleich zu fossilbasierten Referenzfällen (inklusive Wasserstoffherstellung).....	45
Exkurs: Vergleich von Kosten mit Preisen.....	46
4.6 Wichtige Einflussfaktoren in den Modellrechnungen.....	51
Exkurs: Was ist günstiger, die Synthese in Deutschland oder der Import der Syntheseprodukte?	52

5	Qualitativer Vergleich der Transportoptionen	53
5.1	Bewertungskriterien	53
5.2	Ergebnisse der qualitativen Bewertung	54
6	Zwischenfazit	63
7	Analyse der Exportpotenziale ausgewählter Länder anhand exemplarischer Transportoptionen	69
7.1	Entwickelte Methodik zur überblicksartigen, vergleichenden Länderanalyse	69
7.2	Ländersteckbriefe	74
8	Hemmnisse und Umsetzungserfordernisse	94
8.1	Unmittelbare Umsetzungshemmnisse und Entwicklungserfordernisse auf technischer Ebene	94
8.2	Umsetzungserfordernisse in der länderübergreifenden Zusammenarbeit	97
8.3	Umsetzungsherausforderungen bezüglich des Rechtsrahmens	98
8.4	Wirtschaftliche Herausforderungen	105
8.5	Umsetzungserfordernisse bezüglich der Infrastrukturentwicklung in Deutschland	106
9	Schlussfolgerungen	108
9.1	Einstieg in die grüne Wasserstoffwirtschaft bis 2030	108
9.2	Importoptionen für den Einstieg in die grüne Wasserstoffwirtschaft 2030	110
9.3	Übergangstechnologien und Wertschöpfungsverschiebungen	112
9.4	Flexible politische Steuerung und europäisch-internationale Kooperation	114
	Literatur und Bildrechte	116
	Das Akademienprojekt	121

Abkürzungen und Einheiten

€	Euro
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
bzw.	beziehungsweise
CCS	Carbon (Dioxide) Capture and Storage (= Kohlenstoffdioxid-abscheidung und Speicherung)
CCU	Carbon (Dioxide) Capture and Utilization (= Kohlenstoffdioxidabscheidung und Nutzung)
CfD	Contracts for Difference (= Differenzkostenverträge)
CO₂	Kohlenstoffdioxid
CO_{2eq}	CO ₂ -Äquivalente (= Maßeinheit für Klimawirkung von Treibhausgasen)
DAC	Direct Air Capture (= Verfahren zur Gewinnung von Kohlenstoffdioxid aus der Umgebungsluft)
Dtl.	Deutschland
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
E-Fuel	Elektro-Fuel (= synthetische Kraftstoffe)
ENTSOE	European Network of Transmission System Operators for Electricity (= Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
EU	Europäische Union
EU-ETS	Emissionshandelssystem der Europäischen Union
Fraunhofer ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
FTS	Fischer-Tropsch-Synthese
H₂	Wasserstoff
Hintco	Hydrogen Intermediary Network Company (= nichtstaatlicher Intermediär/Unternehmen der gemeinnützigen H2Global-Stiftung)
IEA	International Energy Agency (= Internationale Energieagentur)
IFO 380	Schweröl
IRENA	International Renewable Energy Agency (= Internationale Organisation für Erneuerbare Energien)
kg	Kilogramm
km	Kilometer
KWh	Kilowattstunde
LKW	Lastkraftwagen
LNG	Liquified Natural Gas (= Flüssigerdgas)
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier (= flüssige organische Wasserstoffträger)
MIDAL	Mitte-Deutschland Anbindungs-Leitung (= Erdgaspipeline)
MJ	Megajoule
N₂	Stickstoff
NH₃	Ammoniak

OPAL	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung (= Erdgaspipeline)
PtL	Power-to-Liquid (= Flüssigkraftstoff aus elektrischer Energie)
PtX	Power-to-X (= Umwandlung von elektrischer Energie in chemische Energie oder Wärme)
PV	Photovoltaik
RED	Renewable Energy Directive (= Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU)
RFNBO	Renewable Fuels of Non-Biological Origins (= flüssige und gasförmige Verkehrskraftstoffe nichtbiologischen Ursprungs)
SDG	Sustainable Development Goals (= Ziele für nachhaltige Entwicklung der Vereinten Nationen)
t	Tonne
THG	Treibhausgasemissionen
TWh	Terawattstunden
TWh/a	Terawattstunden pro Jahr
u.a.	unter anderem
UN	United Nations (= Vereinte Nationen)
WEDAL	Westdeutschland Anbindungsleitung (= Erdgaspipeline)
WTO	World Trade Organization (= Welthandelsorganisation)

Zusammenfassung

Der Einsatz von Wasserstoff wird entscheidend sein, um das Ziel der Klimaneutralität in Deutschland bis zum Jahr 2045 erreichen zu können. Der Markthochlauf einer **grünen Wasserstoffwirtschaft mit substanziellen Mengen Wasserstoff**, die **im industriellen Maßstab** bereitgestellt werden müssen, ist **bis 2030** ein **ambitioniertes Ziel**. Nur wenn der Markthochlauf gelingt, lässt sich der nach 2030 deutlich steigende Bedarf an grünem Wasserstoff und dessen Syntheseprodukten in der Industrie (z. B. Stahl-, Chemie- oder Glasindustrie), im Verkehr (insbesondere Schiffs-, Schwerlast- und Flugverkehr) und in der Energieversorgung (z. B. für den Einsatz in Kraftwerken und als Speichermedium) sukzessive bedienen.

Die vorliegende Analyse legt den Fokus darauf, wie Wasserstoff und daraus hergestellte Syntheseprodukte nach Deutschland importiert werden können. Sie verfolgt einen **Terminal-zu-Terminal-Ansatz**, der **Transportoptionen und -routen** vom Exportterminal des Lieferlandes bis zur Bereitstellung der Produkte am Importterminal in Deutschland analysiert. Dafür ist es grundsätzlich unerheblich, wie der Wasserstoff hergestellt wird. Die Arbeitsgruppe „Wasserstoffwirtschaft 2030“ setzt ihren **Schwerpunkt** dennoch bewusst auf **grünen Wasserstoff**¹, um dessen Relevanz für den Umbau des Energiesystems sowie die zu erreichende Klimaneutralität herauszustellen.

Aktuelle Szenarien zur Klimaneutralität in 2045 rechnen bis 2030 mit einem **inländischen Bedarf** an Wasserstoff und dessen Syntheseprodukten von rund 45 bis 100 Terawattstunden. Bis 2045 steigt dieser anschließend stark an und bewegt sich in den meisten Szenarien bei 400 bis 700 Terawattstunden.² Ein Teil dieser Menge wird dann voraussichtlich in Deutschland hergestellt. Hinzu kommen substanzielle Importanteile aus der EU und wahrscheinlich auch aus Nicht-EU-Ländern. Die vorliegende Analyse zeigt, dass die für 2030 **benötigten Importmengen prinzipiell realisierbar** sind, **wenn** gegenwärtig die richtigen infrastrukturellen, rechtlichen und unternehmerischen **Weichen schnell gestellt** werden.

Bis 2030 realisierbare Transportoptionen

Wie Wasserstoff und seine Folgeprodukte transportiert werden können, wird in der Analyse einerseits bezüglich der **Effizienz der jeweiligen Transportketten** sowie der **Kosten** hin untersucht, die für die importierten Produkte in Deutschland, das heißt an der Landesgrenze, anfallen würden (quantitative Bewertung). Zugleich werden

¹ Grüner Wasserstoff wird nach der hier verwendeten Definition per Elektrolyse, das heißt durch die Zerlegung von Wasser mittels Strom gewonnen. Dabei darf ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien eingesetzt werden, um eine klimaneutrale Produktionskette zu gewährleisten.

² BMWi 2020b, BDI 2021, dena 2021, Ariadne 2021a und Prognos/Öko-Institut/Wuppertal-Institut 2021

die Transportoptionen qualitativ bewertet, unter anderem bezogen auf ihren Umsetzungszeitraum, ihre Kompatibilität mit dem bestehenden Energiesystem und ihre **Umweltwirkungen**.

Die Ergebnisse weisen **keine dominante Transportoption** für den Import nach Deutschland aus. Alle Optionen haben spezifische **Stärken und Schwächen** sowie **unterschiedliche Umsetzungshorizonte und -anforderungen**, sodass sie letztlich fall- und einsatzspezifisch zu etablieren sind. Aus Zeit-, Effizienz- und Kostengesichtspunkten eignen sich jedoch bestimmte Transportoptionen für einen schnellen Einstieg in die grüne Wasserstoffwirtschaft. Zu unterscheiden ist dabei zwischen einer **stofflichen** und einer **energetischen Nutzung** der Transportprodukte und ob reiner Wasserstoff oder ein Syntheseprodukt bereitgestellt werden soll.

Abbildung 1 gibt eine Übersicht über die untersuchten Transportoptionen. Je schneller die jeweiligen Optionen laut den Analyseergebnissen umzusetzen sind, desto weiter links sind sie eingeordnet und je teurer die Energieträger beziehungsweise Rohstoffe gegenüber den fossilbasierten Varianten sein werden,³ desto weiter oben befinden sie sich. Kosten und Umsetzungshorizont sind jedoch nicht die einzigen relevanten Kriterien. Neben den aufgeführten Vor- und Nachteilen der Optionen ist zudem zu prüfen, inwieweit in bestimmten Anwendungsbereichen heute genutzte fossile Energieträger durch die in der Regel effizientere direkte Elektrifizierung ersetzt werden können oder ob für einen klimaneutralen Umstieg im Wirtschafts-, Energie- und Verkehrssektor nur synthetische Wasserstoffprodukte infrage kommen.

Schneller Einstieg mit Ammoniakimport und Umrüstung von Pipelines möglich

Der Start zum **Import grünen Ammoniaks als Rohstoff**, das insbesondere in der Chemie- und Düngemittelindustrie benötigt wird, **könnte per Schiff unmittelbar erfolgen**. Weil die gesamte Produktions- und Transportkette bereits im industriellen Maßstab entwickelt ist, wäre eine Umsetzung bei ausreichend vorhandenem grünem Wasserstoff in rund zwei Jahren möglich. Erneuerbares, das heißt mit grünem Wasserstoff erzeugtes Ammoniak, könnte dann den Import von konventionellem oder einen Teil des heimisch erzeugten fossilbasierten Ammoniaks ersetzen und wäre nach den vorgenommenen Berechnungen 2030 wirtschaftlich konkurrenzfähig.⁴ Sollte Ammoniak, über die derzeitigen Importmengen hinaus in deutlich größeren Mengen nach Deutschland importiert werden, um es dann zum Beispiel auch als Wasserstoffträger einzusetzen, wären die vorhandenen Importinfrastrukturen entsprechend zu erweitern, was bis 2030 nicht vollumfänglich realisierbar erscheint.

3 Hinsichtlich der Kosten ist zu berücksichtigen, dass das Jahr 2021 die Vergleichsbasis für die Berechnungen darstellt und somit die gestiegenen Aufwendungen für Energie in 2022 nicht enthalten sind.

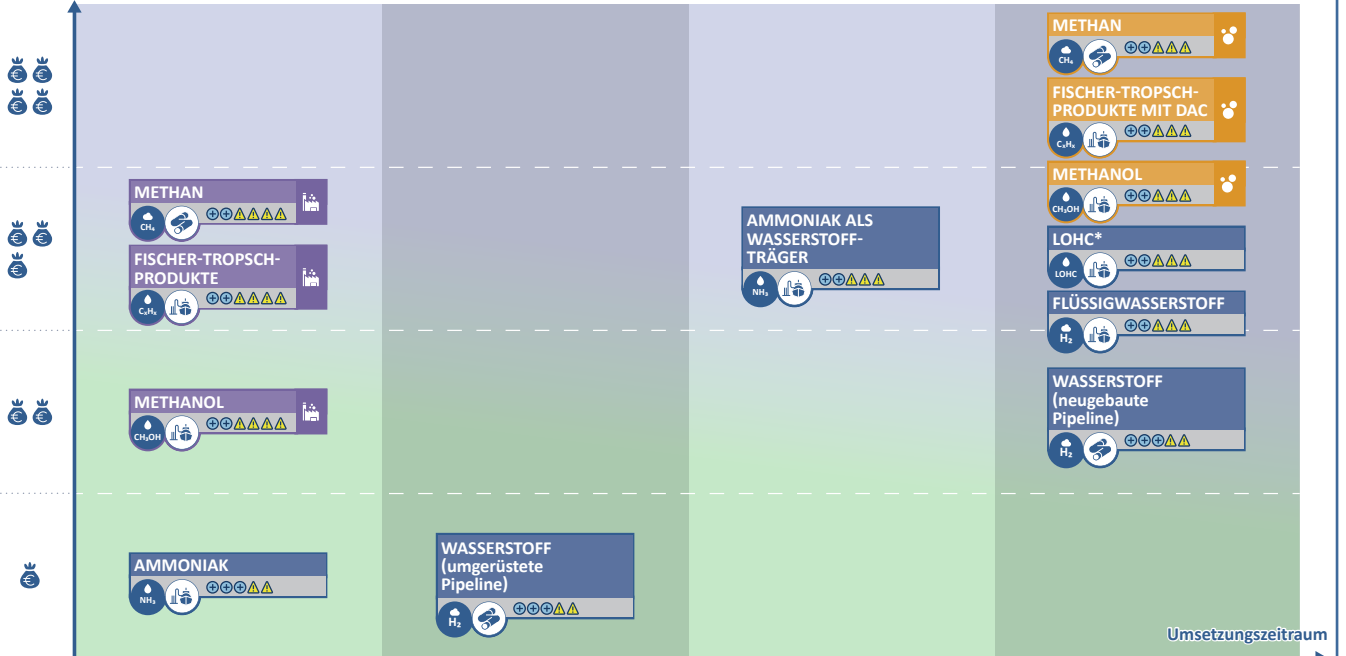
4 Bei Gestehungskosten von unter 3 Euro pro Kilogramm Wasserstoff und bei einem angelegten CO₂-Preis von etwa 100 Euro je Tonne für fossilbasiertes Ammoniak.

IMPORTOPTIONEN FÜR WASSERSTOFF

WIE KÖNNEN WASSERSTOFFE ODER SYNTHESPRODUKTE TRANSPORTIERT WERDEN?

Kohlenwasserstoffe mit CO₂ aus Industrieprodukten
 Kohlenwasserstoffe mit CO₂ aus Luftwäsche (Direkt Air Capture – DAC)
 Schiffstransport
 Pipeline

Mehrkosten (im Vergleich zu fossilen Energieträgern)



0-2 Jahre	3-5 Jahre	6-7 Jahre	8-10 Jahre
<p> KOHLWASSERSTOFFE</p> <p>METHAN</p> <p>FISCHER-TROPSCH-PRODUKTE</p> <p>METHANOL</p> <ul style="list-style-type: none"> ⊕ können fossile Energieträger direkt ersetzen ⊕ bestehende Infrastrukturen und Regelungen ⚠ nicht klimaneutral ⚠ können fossile Abhängigkeiten verfestigen ⚠ Mengen begrenzt ⚠ niedrige Effizienz (Herstellung) <p>AMMONIAK</p> <ul style="list-style-type: none"> ⊕ kann fossilbasiertes Ammoniak direkt ersetzen ⊕ bestehende Infrastrukturen und Regelungen ⊕ hohe Effizienz (Herstellung) ⚠ hohe Umweltrisiken im Havariefall ⚠ hohe Sicherheitsanforderungen 	<p>WASSERSTOFF (umgerüstete Pipeline)</p> <ul style="list-style-type: none"> ⊕ vielseitig einsetzbar ⊕ sehr hohe Effizienz ⊕ geringe Umweltrisiken ⚠ hoher Bedarf an erneuerbarem Strom/grünem Wasserstoff zur Auslastung der Pipeline ⚠ fehlende Import- und Verteilinfrastrukturen in Deutschland 	<p>AMMONIAK ALS WASSERSTOFFTRÄGER</p> <ul style="list-style-type: none"> ⊕ Wasserstoff vielseitig einsetzbar ⊕ bestehende Infrastrukturen und Regelungen ⚠ hohe Umweltrisiken im Havariefall ⚠ hohe Sicherheitsanforderungen ⚠ hoher Entwicklungsbedarf (Cracker) 	<p> KOHLWASSERSTOFFE</p> <p>METHAN</p> <p>FISCHER-TROPSCH-PRODUKTE</p> <p>METHANOL</p> <ul style="list-style-type: none"> ⊕ können fossile Energieträger direkt ersetzen ⊕ bestehende Infrastrukturen und Regelungen ⚠ können fossile Abhängigkeiten verfestigen ⚠ niedrige Effizienz (Herstellung) ⚠ hoher Entwicklungsbedarf (DAC) <p>*LIQUID ORGANIC HYDROGEN CARRIER (LOHC)</p> <ul style="list-style-type: none"> ⊕ Wasserstoff vielseitig einsetzbar ⊕ ähnliche Anforderung wie Dieselkraftstoffe ⚠ hoher Entwicklungsbedarf ⚠ eigenständige Infrastruktur notwendig ⚠ hohe Umweltrisiken im Havariefall <p>FLÜSSIGWASSERSTOFF</p> <ul style="list-style-type: none"> ⊕ vielseitig einsetzbar ⊕ geringe Umweltrisiken ⚠ hoher Entwicklungsbedarf (Tanker) ⚠ fehlende Import- und Verteilinfrastrukturen in Deutschland ⚠ fehlender Rechtsrahmen <p>WASSERSTOFF (neugebaute Pipeline)</p> <ul style="list-style-type: none"> ⊕ vielseitig einsetzbar ⊕ sehr hohe Effizienz ⊕ geringe Umweltrisiken ⚠ hoher Bedarf an erneuerbarem Strom/grünem Wasserstoff zur Auslastung der Pipeline ⚠ fehlende Importinfrastrukturen für Transport reinen Wasserstoffs

Abbildung 1: Importoptionen für Wasserstoff (Quelle: Energiesysteme der Zukunft (ESYS); Illustration by Ellery Studio).

Ein zeitnahe **Import von reinem Wasserstoff** wäre möglich, wenn bestehende **Erdgaspipelines für** den Transport von gasförmigem **Wasserstoff umgerüstet** würden. Bei effizienter Planung und schneller Durchführung sowie einem parallelen Aufbau der notwendigen Kapazitäten zur erneuerbaren Stromerzeugung im Erzeugungsland könnten dann innerhalb von etwa 3-5 Jahren signifikante Mengen Wasserstoff nach Deutschland transportiert werden. Für einen vollständigen Neubau einer Wasserstoffpipeline in einer bisher nicht bestehenden Trasse wären hingegen rund 8-10 Jahre zu veranschlagen.

Unter Verwendung großer Pipelines ist aus Kostensicht der Transport reinen Wasserstoffs über Distanzen von bis zu 4.000 Kilometern die günstigste aller untersuchten Optionen, die zugleich den höchsten Wirkungsgrad der betrachteten Transportketten aufweist. Hinzu kommt, dass reiner Wasserstoff stofflich und auch energetisch vielseitig einsetzbar ist. Herausfordernd ist jedoch, die **Auslastung** einer solch großen, kostengünstigen Wasserstoffpipeline zu gewährleisten, denn die Produktion der benötigten Wassermenge bedarf umfangreicher Elektrolysekapazitäten und einer entsprechend großen Menge erneuerbaren Stroms: Für eine Pipeline mit rund 1.000 Millimetern Durchmesser und einer Transportkapazität von täglich 6.000 bis 7.000 Tonnen Wasserstoff (circa 50 Terawattstunden Wasserstoff pro Jahr), die zu ungefähr 60 Prozent ausgelastet wird, müssten im Exportland etwa 85 Terawattstunden Strom bereitgestellt werden. Das entspricht einer kombinierten Anlagenleistung von Wind- und Photovoltaikanlagen von rund 35 Gigawatt.⁵

Synthetisches Methanol und synthetische Fischer-Tropsch-Produkte kurzfristig in geringer Menge verfügbar

Ein schneller Einstieg ist auch in den **Import von grünem Methanol und von synthetischen Fischer-Tropsch-Produkten** möglich, die dann jeweils stofflich eingesetzt werden. Voraussetzung ist, dass das für die Synthese notwendige CO₂ aus industriellen Punktquellen stammt, die zumindest mittelfristig noch nicht vermeidbar sind. Das können zum Beispiel prozessbedingte Emissionen bei der Zementproduktion sein, Feuerungen mit fossilen Brennstoffen zählen jedoch nicht dazu. Beide Optionen wären aufgrund bereits bestehender Transportinfrastrukturen für die Stoffe und der relativ kurzfristig umsetzbaren Umrüstung von Synthesenanlagen innerhalb von rund zwei Jahren realisierbar.

Das erneuerbare Methanol könnte fossilbasiertes Methanol, das heute unter anderem als Grundstoff in der chemischen Industrie zum Einsatz kommt, direkt ersetzen. Bei einem CO₂-Preis von rund 200 Euro pro Tonne (Datenbasis 2021) wäre es bereits vor 2030 wirtschaftlich konkurrenzfähig zu herkömmlichem, erdgasbasiertem Methanol.⁶ Die erneuerbaren Fischer-Tropsch-Produkte könnten wiederum Energieträger ersetzen, die derzeit aus Rohöl gewonnen werden, etwa Diesel oder Kerosin. Allerdings werden sie wahrscheinlich auch auf längere Sicht deutlich teurer als deren fossilbasierte Vergleichsprodukte bleiben.⁷

5 Für die Anlagen wird im Mittel von 2.500 Vollaststunden ausgegangen und für die Pipeline von einer Auslastung von rund 60 Prozent, um die volatile Einspeisung zu berücksichtigen. Bei einer Vollauslastung würden sich die Kosten erhöhen, weil im Exportland zusätzlich Speicher für die erneuerbaren Energien notwendig wären (vgl. Kapitel 4).

6 Vgl. Kapitel 4.

7 Vgl. Kapitel 4.

Weitere Transportoptionen erst nach 2030

Zum Erreichen der Klimaneutralität müsste die Herstellung der **synthetischen Kohlenwasserstoffe** (Methan, Methanol, Fischer-Tropsch-Produkte) sukzessive umgestellt werden, weg von den zeitweilig unvermeidbaren CO₂-Quellen hin zu **nachhaltigen CO₂-Quellen** beziehungsweise geschlossenen Kohlenstoffkreisläufen. Zum Einsatz könnte dann unter anderem das Direct-Air-Capture-Verfahren (DAC) kommen. Bis 2030 werden die benötigten Mengen an CO₂ aus DAC allerdings voraussichtlich noch nicht zu wettbewerbsfähigen Kosten zur Verfügung stehen.

Über 2030 hinaus ist zudem der Transport von **Flüssigwasserstoff per Schiff** eine valide Option. Der Import lohnt sich wirtschaftlich vor allem bei Strecken von über 4.000 Kilometern, denn der große Vorteil beim Schiffstransport ist, dass die Gesamtkosten für den Import des Wasserstoffs mit der Transportdistanz kaum zunehmen. Allerdings befinden sich die für diese Transportoption benötigten Flüssigwasserstofftanker noch in der Entwicklungsphase und gegenwärtig ist nicht absehbar, bis wann ausreichend große Schiffsflotten für einen kommerziellen Flüssigwasserstofftransport zur Verfügung stehen. Außerdem müssen bis dahin auch die rechtlichen Rahmenbedingungen für den Import von flüssigem Wasserstoff per Schiff geschaffen werden.

Für den Transport ist es auch möglich, den Wasserstoff an ein **Trägermedium** wie **LOHC oder Ammoniak** zu binden und ihn dann in Deutschland wieder zu dehydrieren. Aus Kostensicht erscheinen diese Optionen gegenüber dem Transport mit Flüssigwasserstofftankern allerdings nachteilig. Hinzu kommt bei beiden Technologien noch der deutliche Entwicklungs- und Skalierungsbedarf, weshalb von einer zeitnahen Umsetzung nicht auszugehen ist.



















Importroute beispielhafte Exportländer und Art des Transports	energetische Effizienz der Transportkette	Kosten des Importprodukts in Dtl. pro kWh	Kosten des fossilen Vergleichprodukts in Dtl. pro kWh*
Spanien   gasförmiger Wasserstoff per Pipeline	63 %	7 - 13 Cent	8 - 11 Cent Wasserstoff
Ukraine   gasförmiger Wasserstoff per Pipeline	64 %	6,5 - 12,5 Cent	8 - 11 Cent Wasserstoff
Marokko   flüssiger Wasserstoff per Schiff	51 %	9,5 - 15,5 Cent	8 - 11 Cent Wasserstoff
  Ammoniak per Schiff	49 - 59 %	9 - 16 Cent	11 - 13,5 Cent Ammoniak
Saudi-Arabien			
  synthetische Fischer-Tropsch-Produkte per Schiff	37 %	12,5 - 20 Cent	6 - 8,5 Cent Rohöl
  Methanol per Schiff	41 %	10,5 - 17 Cent	8,5 - 11 Cent Methanol
Südafrika			
  Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) per Schiff	43 - 57 %	14,5 - 20,5 Cent	8 - 11 Cent Wasserstoff
  synthetische Fischer-Tropsch-Produkte per Schiff	37 %	12,5 - 20 Cent	6 - 8,5 Cent Rohöl
Brasilien			
  Methanol per Schiff	41 %	10,5 - 17 Cent	8,5 - 11 Cent Methanol

Abbildung 2: Übersicht über die beispielhaft betrachteten Importrouten für grünen Wasserstoff bzw. dessen Syntheseprodukte mit der jeweiligen Effizienz der Transportkette (zum Teil inklusive Effizienzmaßnahmen), der Kostenspanne beim Import nach Deutschland und den Kosten für fossile Vergleichsprodukte in Deutschland (bei einem CO₂-Preis von 100 bis 200 Euro/Tonne CO₂). Für nähere Ausführungen vgl. Kapitel 7 (Quelle: eigene Berechnungen).

Exemplarische Transportrouten und Exportländer

Die Arbeitsgruppe hat exemplarisch sechs Exportländer untersucht, die stellvertretend für einzelne Regionen stehen. Abbildung 2 gibt für die ausgesuchten Transportrouten jeweils deren Effizienz, die berechneten Kosten beim Import nach Deutschland sowie die Kosten für die entsprechenden fossilbasierten Vergleichsprodukte in Deutschland an. Die Auswahl verdeutlicht das **breite Spektrum an potenziellen Exportländern**, stellt aber keine Empfehlung für spezifische Kooperationen dar. Die Ergebnisse einer generischen Analyse würden dazu auch nicht ausreichen. Daher hat die Arbeitsgruppe auch eine Methodik zur **Analyse länderbezogener Informationen** entwickelt. Denn nur mit dem Wissen über Länderspezifika ergibt sich eine anwendungsrelevante Gesamtschau, die Aussagen zur kurz- bis mittelfristigen Erschließbarkeit von Wasserstoffimportoptionen ermöglicht. Die Methodik beschränkt sich auf das Herausarbeiten allgemeiner Stärken und Schwächen der Länder, die eine erste Orientierung für weitergehende detailliertere Analysen bieten. Um Nutzerinnen und Nutzern die Möglichkeit zu geben, schnell und einfach weitere Länder zu bewerten, basieren die Ergebnisse weitestgehend auf der Auswertung öffentlich zugänglicher Informationen.

Als Kriterien für die Länderanalyse, die durch ein umfangreicheres Indikatorenset hinterlegt ist, dienen einerseits die Potenziale und lokalen Bedingungen für erneuerbare Energien, die Energie-, Produktions- und Exportinfrastrukturen sowie Fortschritte bei der Defossilisierung des Energiesystems der Exportländer. Andererseits werden die Beispielländer danach bewertet, ob sie bereits Handelspartnerschaften mit Deutschland aufgebaut haben, ihre Wirtschaft exportorientiert ausgerichtet ist und ob in der Gesellschaft eine Bereitschaft vorhanden ist, Wasserstoffprojekte zu unterstützen. Abbildung 3 verdeutlicht für die ausgewählten Länder, dass – analog zu den Transportoptionen – jedes über unterschiedliche Stärken und Schwächen verfügt.

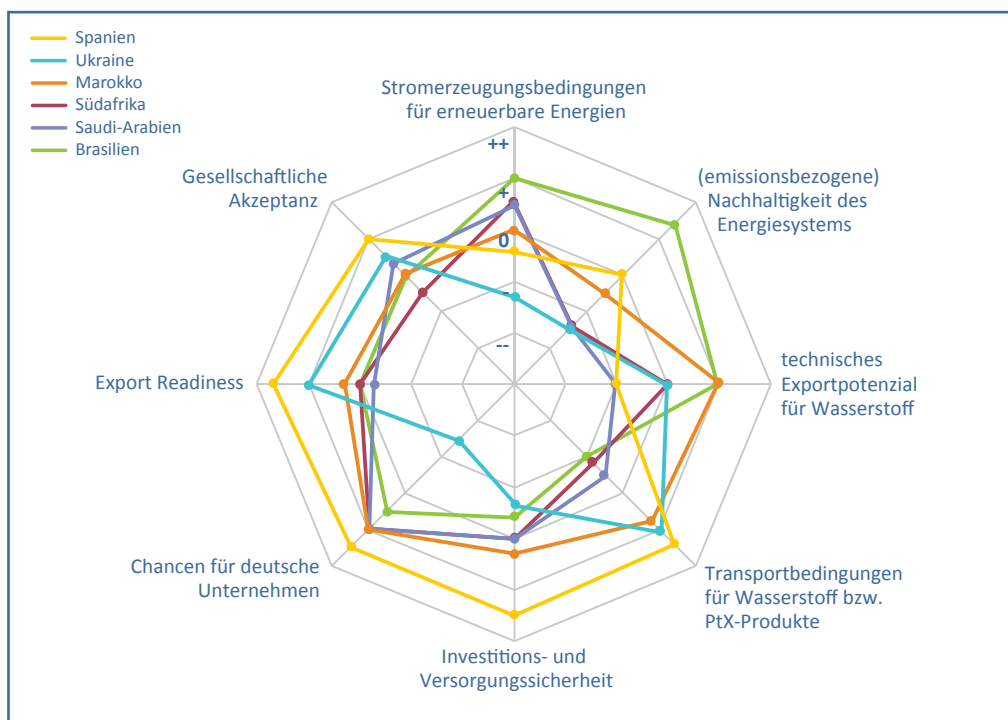


Abbildung 3: Das Ergebnis der Länderanalysen im Überblick (Quelle: eigene Darstellung).

Für die Etablierung erfolgreicher Wasserstoffpartnerschaften ist eine **Partnerschaft auf Augenhöhe** zu gewährleisten, bei der das Exportland ebenso wie das Importland gemeinsam an der Wertschöpfung teilhaben und weitere Vorteile generieren können. Denn nur wenn Win-win-Konstellationen entstehen, werden Kooperationen nachhaltig sein. Dazu zählt auch, den **Bedarf der Länder** an erneuerbaren Energien, die sie zur Defossilisierung des eigenen Energiesystems benötigen, zu berücksichtigen, ebenso wie mögliche **Ressourcenkonflikte** beispielsweise um Flächen oder Wasser, die **Rechtssicherheit** für Beteiligte und Betroffene sowie die Einhaltung von **Umwelt- und Arbeitsstandards** bei der Projektplanung und -umsetzung in den Blick zu nehmen.

Wirtschaftliche und rechtliche Hemmnisse abbauen

Für einen schnellen und erfolgreichen Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft sind nicht nur technische, sondern auch wirtschaftliche und rechtliche Herausforderungen zu bewältigen. Der Aufbau ganzer Importketten – von der Erzeugung des Wasserstoffs über die Umwandlung beziehungsweise Transportbefähigung der Energieträger (zum Beispiel in Form der Verflüssigung von Wasserstoff), den Transport selbst und die Anlandung sowie der inländischen Verteilung – sind insgesamt sehr hohe Investitionen erforderlich. Um diese Summen anzureizen, bedarf es eines **verlässlichen ökonomischen Rahmens**, der die Nutzung (grüner) synthetischer Energieträger im Vergleich zu fossilen Energieträgern wettbewerbsfähig werden lässt und langfristig **Investitionssicherheit** bietet. Eine besondere Herausforderung stellen neben der Entwicklung tragfähiger **Business-Cases** dabei die schnell sinkenden Kosten durch Technologie- und Skalierungsfortschritte dar, wenn sie im Verlauf einiger Jahre in eine breitere Anwendung gelangen: Sogenannte „First Mover“, die früh in Wasserstofftechnologien investieren, müssen beispielsweise langfristig mit Anbietern konkurrieren, die aufgrund effizienterer Technologien oder Transportkonzepte etwas später zu günstigeren Konditionen operieren können. Abnahmegarantien, etwa in Form von Differenzkostenverträgen („Contracts for Difference“), wie sie auch die Förderinitiative „H2Global“ vorsieht, können hier ein sinnvoller Ansatz zur **Absicherung der wirtschaftlichen Risiken eines frühen Markteinstiegs** sein.

Rechtlich ist neben der **Regulierung** des internationalen Wasserstofftransports per Schiff und Pipeline, für den es bisher kein ausreichendes konsistentes Regelungssystem gibt, insbesondere eine transparente und langfristig **verlässliche Zertifizierung** notwendig. Für die Herausbildung eines grenzüberschreitenden Wasserstoffmarktes muss diese sicherstellen, dass die gesetzten Anforderungen an grünen Wasserstoff und dessen Syntheseprodukte in den jeweiligen Wertschöpfungsketten international tatsächlich eingehalten werden. Dazu gehört dann auch der Aufbau entsprechender **Informations- und Erfassungssysteme**. Allerdings sollte in der Frühphase des Markthochlaufs dem Risiko begegnet werden, dass zu hohe regulative Anforderungen Investoren überfordern und abschrecken. In diesem Fall blieben Investitionen gegebenenfalls aus oder Investoren wenden sich möglicherweise anderen Märkten und Ländern zu. Eine investitionsfreundliche Regulierung in der Frühphase bedeutet jedoch nicht, dass ökologische und soziale Anforderungen an die Produkte beziehungsweise Wasserstoffprojekte bei der Zertifizierung unberücksichtigt bleiben sollen. Aus Sicht der Arbeitsgruppe sind deshalb zwei grundsätzliche Ansätze denkbar:

- Über **großangelegte Pilotprojekte** könnten die Bedarfe für die Zertifizierung identifiziert, Kriterien für die jeweiligen Produkte beziehungsweise Wertschöpfungsschritte entwickelt und folglich die beispielhaften Wertschöpfungsketten aufgebaut werden. Diese Zertifizierungsschritte könnten dann für die darauffolgenden Projekte verbindlich werden. Allerdings sollten die Pilotprojekte so angelegt sein, dass durch sie bereits ein Markteinstieg mit relevanten Wasserstoffmengen möglich wird.
- Der zweite Ansatz folgt einem **Marktphasenmodell**, das unterschiedlich anspruchsvolle Kriterien für verschiedene Marktphasen (zum Beispiel „Markteinstieg“, „Markthochlauf“ und „Marktdiffusion“) festlegt. Wichtig ist dabei, die Kriterien für alle Marktphasen bereits frühzeitig und verbindlich festzulegen, sie transparent zu kommunizieren und Einstiegsrisiken für Pioniere unter anderem durch die bereits genannten Abnahmegarantien oder auch Bestandsschutzregelungen zu minimieren, um Investoren und Produzenten Planungsverlässlichkeit zu geben. Zu beachten sind diesbezüglich jedoch unerwünschte Abhängigkeiten, um Lock-in-Effekte zu vermeiden.

Angesichts der gegebenen Unsicherheiten beim Markthochlauf einer Wasserstoffwirtschaft wird es für die Gestaltung des rechtlichen und ökonomischen Rahmens wichtig sein, bewusst Mechanismen zu implementieren, die ein **Nachsteuern möglich machen**. Ein erfolgreicher Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft braucht ausreichend **Verlässlichkeit für die Marktakteure**, benötigt **Such- und Lernräume** sowie die **Bereitschaft zum flexiblen Handeln** bei den Beteiligten, um zielführende Anpassungen in den Prozessen vornehmen und eine stete Weiterentwicklung von Umsetzungsmechanismen gewährleisten zu können.

Chancen gezielt nutzen

Der **Aufbau einer grünen Wasserstoffwirtschaft** in Deutschland ist eine herausfordernde Aufgabe. Mit Blick auf die kurze Zeit, die für diesen komplexen Prozess zur Verfügung steht, kann dies nur gelingen, wenn die verschiedenen Akteure aus Politik, Wirtschaft und Gesellschaft **abgestimmt handeln** und die Umsetzung **konsequent vorantreiben**.

Richtig gestaltet kann **Wasserstoff mehr als ein einfacher Energieträger und Rohstoff sein**. Mit dem Aufbau einer grünen Wasserstoffwirtschaft lassen sich nachhaltige **Impulse in der Klima-, Industrie- und Entwicklungspolitik** setzen. Der Aufbau einer europaweit vernetzten Wasserstoffinfrastruktur könnte zudem die Kohäsion des europäischen Wirtschaftsraums und des europäischen Energiesystems fördern.

1 Einleitung

Aktuell besteht ein weitreichender Konsens darüber, dass der Wasserstoffbedarf in Deutschland zukünftig dessen heimische Produktion übersteigen wird. Ein substanzieller Anteil müsste dann zur Bedarfsdeckung aus dem Ausland importiert werden. Um die damit einhergehenden Optionen und Herausforderungen aufzuzeigen, hat sich die Arbeitsgruppe „Wasserstoffwirtschaft 2030“ des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS), von Januar 2021 bis Juli 2022 folgenden **Fragen** zugewandt:

- Welche Transportoptionen stehen für den Import grünen Wasserstoffs und seiner Syntheseprodukte (zum Beispiel Methan, Methanol, Ammoniak) nach Deutschland zur Verfügung?
- Mit welchen Kosten ist für die Bereitstellung des importierten grünen Wasserstoffs in Deutschland zu rechnen?
- Welche Regionen kommen als Exporteure für entsprechende Kooperationen grundsätzlich infrage?
- Welche technischen Realisierungserfordernisse sind zu erfüllen und welcher infrastrukturelle Handlungsbedarf besteht im Rahmen des Aufbaus einer Transportinfrastruktur für grünen Wasserstoff nach Deutschland bis 2030?
- Welche besonderen Umwelt-, Sicherheits- und Rechtsaspekte sind bei diesen meist neu zu etablierenden internationalen Transportwegen zu berücksichtigen?
- Welche Beiträge können die Importe zur Deckung des inländischen Bedarfs bis 2030 leisten?
- In welcher Weise stärken die untersuchten Importrouten die Diversifizierung der Energieversorgung in Deutschland?

Das vorliegende Analysepapier kann nicht die gesamte Bandbreite der Transport- und Importproblematik abdecken. Es stellt vielmehr einen **Einstieg in die Thematik** dar und fokussiert sich auf die Transportoptionen im engeren Sinne. Betrachtet wird dementsprechend der Transport von Wasserstoff und seinen Syntheseprodukten per Schiff und Pipeline nach Deutschland. Dabei wird ein **Terminal-zu-Terminal-Ansatz** verfolgt, der die Transportoptionen vom Exportterminal des Lieferlandes bis zur Bereitstellung am Importterminal in Deutschland analysiert.

Die Art und Weise, wie der transportierte Wasserstoff und dessen Syntheseprodukte hergestellt werden, ist für den Transport grundsätzlich nicht relevant. Dennoch

legte die Arbeitsgruppe „Wasserstoffwirtschaft 2030“ ihren **Schwerpunkt** auf den sogenannten **grünen Wasserstoff**⁸ unter Berücksichtigung möglichst treibhausgasneutraler Produktionsketten seiner Folgeprodukte, um deren Relevanz zum Umbau des Energiesystems und zur Erreichung der Klimaneutralität Deutschlands bis zum Jahr 2045 herauszustellen. Wenn die jeweils unterschiedlichen Wasserstoffproduktionskosten berücksichtigt werden, können die Analysen zu den Transportoptionen und -routen allerdings auch auf Wasserstoff angewendet werden, der aus Erdgas (grau) oder mit zusätzlicher Abscheidung und Speicherung des bei der Produktion freigesetzten Kohlenstoffs (blau und türkis) gewonnen wird.

Aufbau des Analysepapiers

Kapitel 2 stellt einführend den für die Jahre 2030 und 2045 erwarteten **Bedarf an Wasserstoff** und seinen **Folgeprodukten** in Deutschland sowie die damit in Beziehung stehenden Importanteile dar. In **Kapitel 3** werden die von der ESYS-Arbeitsgruppe „Wasserstoffwirtschaft 2030“ identifizierten aussichtsreichen **Optionen für einen Import** von Wasserstoff und dessen Syntheseprodukten in Form kurzer Steckbriefe vorgestellt. **Kapitel 4** präsentiert die Ergebnisse der **quantitativen Analyse** der Transportoptionen: In eigenen Modellrechnungen wurden detailliert die Kosten für die Herstellung und den Transport der jeweiligen Energieträger beziehungsweise Rohstoffe (ohne Berücksichtigung der Verteilinfrastruktur) sowie die Energieeffizienzen der Wankungsketten mit ihren wichtigsten Einflussparametern ermittelt. In **Kapitel 5** werden die Transportoptionen zusätzlich anhand **qualitativer Kriterien** wie Sicherheits- und Umweltaspekten sowie des Zeithorizonts und der politisch-rechtlichen Umsetzbarkeit der jeweiligen Importlösung untersucht. **Kapitel 6** zieht in einem **Zwischenfazit** Schlussfolgerungen aus der quantitativen und qualitativen Analyse und stellt heraus, welche Transportoptionen für einen Markthochlauf von Wasserstoff bis 2030 in Deutschland besonders relevant sein können.

Kapitel 7 richtet den Fokus stärker auf die praktische Umsetzung, indem spezifische Importrouten für (grünen) Wasserstoff und dessen Syntheseprodukte dargestellt werden: Für potenzielle Exportländer in relevanten Partnerregionen werden exemplarische **Länderanalysen** durchgeführt und die gewonnenen Erkenntnisse in Form von Steckbriefen zusammengefasst. Die Bewertung schließt unter anderem die Bedingungen zur Produktion der erneuerbaren Energien, die für den Wasserstoffexport benötigten Produktions- und Transportinfrastrukturen sowie die Akzeptanz in der Bevölkerung mit ein. Die Länderauswahl erhebt nicht den Anspruch, umfassend repräsentativ zu sein. Weil die analysierten Länder unterschiedlich weit von Deutschland entfernt liegen, steht ihre Auswahl aber einerseits stellvertretend für verschiedene Transportdistanzen und andererseits geben die spezifischen Bedingungen einzelner Länder Hinweise zur Realisierung besonders geeigneter Transportoptionen. Die Methodik der

8 Grüner Wasserstoff wird nach der hier verwendeten Definition per Elektrolyse, das heißt durch die Zerlegung von Wasser per Strom gewonnen. Dabei darf ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien eingesetzt werden, um eine klimaneutrale Produktionskette zu gewährleisten. Grauer Wasserstoff ist der herkömmlich mittels Dampfreformierung aus Erdgas gewonnene und damit fossilbasierte Wasserstoff. Blauer Wasserstoff wird wie grauer Wasserstoff hergestellt, wobei das bei der Produktion entstehende Kohlenstoffdioxid (CO₂) aufgefangen und entweder langfristig, meist unterirdisch, gespeichert (Carbon Capture and Storage – CCS) oder anschließend als Rohstoff, beispielsweise in der chemischen Industrie (Carbon Capture and Utilization – CCU), eingesetzt wird. Türkiser Wasserstoff entsteht bei der Methanpyrolyse von Erdgas, wobei der bei diesem thermischen Verfahren entstehende feste Kohlenstoff anschließend unter anderem in sehr langfristig bestehenden Baustoffen gebunden werden muss, um als CO₂-neutral beziehungsweise -arm zu gelten.

Länderanalyse ist dabei nicht auf die betrachteten Beispiele beschränkt, sondern grundsätzlich auch auf andere Länder beziehungsweise weitere Kombinationen aus Exportland und Transportoption übertragbar.

Aufbauend auf den Ergebnissen der Kapitel 2 bis 7 werden in **Kapitel 8** die **Hemmnisse und Herausforderungen** erläutert, die für den Import von Wasserstoff und dessen Syntheseprodukten nach Deutschland bestehen und die für die Etablierung einer Wasserstoffwirtschaft bis 2030 zu bewältigen sind. Die Darstellung umfasst technologische Aspekte, zur Anpassung des Rechtsrahmens erforderliche Schritte sowie ökonomische und infrastrukturelle Herausforderungen. Den Abschluss des Analysepapiers bildet **Kapitel 9**: In Form von **Schlussfolgerungen** werden die zentralen Ergebnisse der Studie nochmals aufgegriffen. Dabei wird eingeordnet, welche Transportoptionen einen relevanten Beitrag zu einer Wasserstoffwirtschaft 2030 leisten können und welche Optionen voraussichtlich erst zu einem späteren Zeitpunkt ihre volle Wirksamkeit entfalten.

2 Der zukünftige Wasserstoff- und Importbedarf Deutschlands

Wie viel Wasserstoff wird Deutschland benötigen, um seine Klimaziele zu erreichen? Um die erforderlichen Mengen einordnen zu können, lohnen zunächst ein Blick auf den aktuellen Bedarf Deutschlands und ein Vergleich mit der Nachfrage, die für das Jahr 2030 sowie den Zeitpunkt der angestrebten Klimaneutralität in 2045 erwartet wird. Für die Deckung des Bedarfs wird dabei nicht nur die Gesamtmenge relevant sein, sondern auch das Verhältnis aus heimischer und externer Produktion sowie der Aufbau einer entsprechenden Importinfrastruktur. Um den deutlichen Anstieg des Bedarfs an (grünem) Wasserstoff und seinen Syntheseprodukten insbesondere ab dem Jahr 2030 sicher bedienen zu können, ist gemäß den Szenarien das Zusammenspiel aus heimischer Produktion und ergänzenden Einfuhren aus der EU beziehungsweise darüber hinaus von Bedeutung.

2.1 Wasserstoffbedarf

In Deutschland werden **gegenwärtig** jährlich etwa 1,7 Millionen Tonnen Wasserstoff (rund 55 Terawattstunden) verbraucht.⁹ Hinzu kommen Importe von Rohstoffen wie Ammoniak oder Methanol, in denen Wasserstoff in der Größenordnung von 200.000 Tonnen gebunden ist¹⁰ und die bei der Umstellung auf grüne wasserstoffbasierte Produkte ebenfalls berücksichtigt werden müssen. Der derzeitige verbrauchte Wasserstoff wird vorrangig mittels Dampfreformierung aus Erdgas gewonnen. Die **Nationale Wasserstoffstrategie** aus dem Jahr 2020 geht davon aus, dass der deutsche **Wasserstoffbedarf bis 2030** auf circa 90 bis 110 Terawattstunden¹¹ ansteigen und sich somit ungefähr verdoppeln wird. Ein Teil davon soll in Deutschland dann klimaneutral über die Elektrolyse von Wasser mittels erneuerbarer Energie gewonnen werden, wofür die Installation von Elektrolyseanlagen mit einer Gesamtleistung von 5 Gigawatt vorgesehen ist. Damit ließen sich dann inländisch pro Jahr etwa 14 Terawattstunden grüner Wasserstoff erzeugen, für dessen Produktion circa 20 Terawattstunden Strom aus erneuerbaren Energien benötigt werden.¹² Die aktuelle Bundesregierung hat allerdings ein „ambitioniertes Update“ dieser Strategie bekannt gegeben und strebt für die heimische Produktion für 2030 nun eine Verdopplung der ursprünglich geplanten Elektrolysekapazität auf 10 Gigawatt pro Jahr an.¹³

9 BMWK 2019.

10 World Bank 2022.

11 Dies gilt bei 4000 Vollaststunden und einem Wirkungsgrad der Elektrolyseure von 70 Prozent (vgl. BMWi 2020, S.5.).

12 Vgl. BMWi 2020b, S.5.

13 Vgl. SPD, BÜNDNIS 90/ DIE GRÜNEN, FDP 2021.

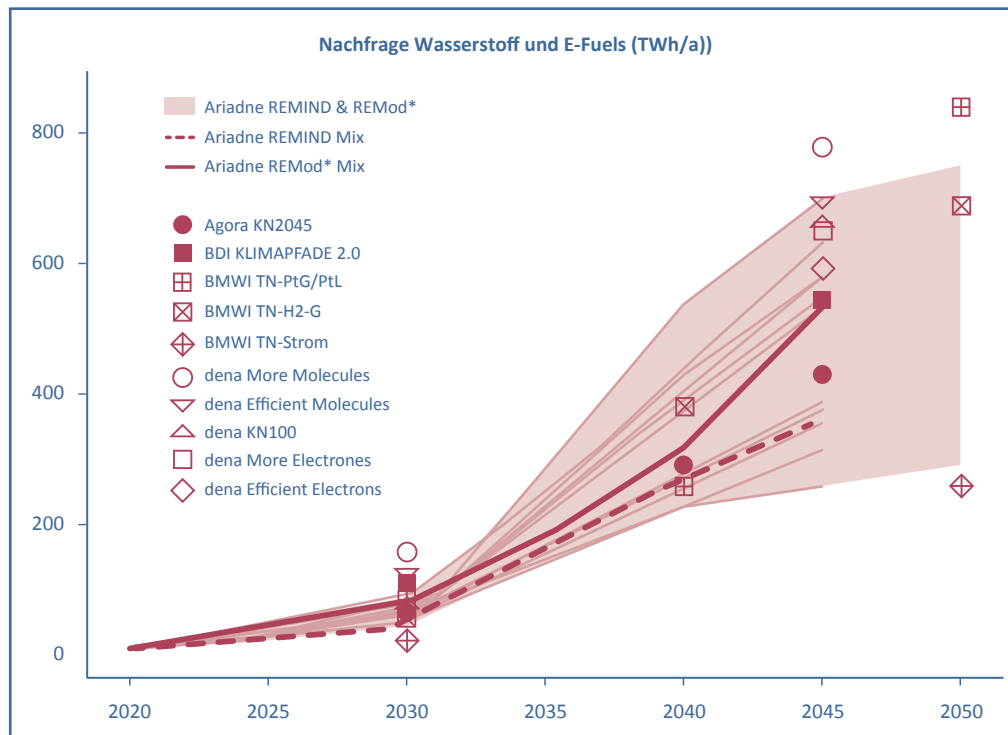


Abbildung 4: Bandbreite der Nachfrage nach Wasserstoff und E-Fuels bis zum Jahr 2045 oder 2050 gemäß verschiedenen Szenarien zur Erreichung der Klimaneutralität in 2045 beziehungsweise 2050 (Quelle: Kopernikus-Projekt Ariadne: Ariadne 2021c).

Zur Entwicklung des zukünftigen deutschen Bedarfs an Wasserstoff und seinen Folgeprodukten geben auch verschiedene **Szenariostudien** Auskunft. Sie haben jeweils modelliert, wie Deutschland bis 2045 die Treibhausgasneutralität erreichen kann¹⁴: Die betrachteten Studien weisen bis **2030** einen Anstieg der Nachfrage nach Wasserstoff und seinen Syntheseprodukten auf 45 bis 100 Terawattstunden aus.¹⁵ Diese Bandbreite deckt sich mit den Erwartungen der Nationalen Wasserstoffstrategie, deren Schätzung im hier genannten oberen Bereich beziehungsweise leicht darüber liegt. Die Studien berücksichtigen sowohl eine stoffliche Nutzung, zum Beispiel als Grundstoff oder Basischemikalie in der chemischen Industrie, als auch – mit einem zunächst deutlich kleineren Anteil als 2045 – eine energetische Nutzung beispielsweise zur Direktreduktion von Stahl.

Für die Zeit **nach 2030** ist laut den **Szenariostudien** ein deutlicher Anstieg des Bedarfs zu erwarten, weil dann immer mehr Produktions- und energiewirtschaftliche Prozesse, aber auch Transportwege klimaneutral umzustellen sind. Da sich einige Prozesse zum Beispiel im Flug-, Schiffs- oder Fernschwerlastverkehr nicht oder nur schwer direkt elektrisch defossilisieren lassen, geht damit auch eine gesteigerte Nachfrage nach Lösungen einher, die auf den Einsatz klimaneutral hergestellter Moleküle setzen. In den Szenarien der erwähnten Studien für Deutschland liegt die Nachfrage nach Wasserstoff und dessen Syntheseprodukten **2045** daher höher als 2030, nämlich

¹⁴ Vgl. BDI 2021; dena 2021; Ariadne 2021a; Prognos/Öko-Institut/Wuppertal-Institut 2021.

¹⁵ 43-81 TWh (vgl. Ariadne 2021a, S.179); 64 TWh (vgl. Prognos/Öko-Institut/Wuppertal-Institut 2021, S.27); 69 TWh beim Hauptszenario (vgl. dena 2021, S. 21, 300) und 100 TWh (vgl. BDI 2021, S.20 ff.). Die Zahl der modellierten Szenarien, das heißt der möglichen Wege, wie die Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen ist, unterscheidet sich dabei zwischen den Studien. So rechnet das Ariadne-Projekt mit 12 Szenarien, die dena mit 1 Hauptszenario und 4 Pfadausprägungen und der BDI sowie die drei Institute im Auftrag der Agora Energiewende jeweils mit 1.

bei 420 bis 660 Terawattstunden.¹⁶ Bei den insgesamt 12 verschiedenen Szenarien des Kopernikus-Projekts „Ariadne“ fällt die Bandbreite mit 250 bis 700 Terawattstunden noch einmal größer aus¹⁷ – je nachdem, wie hoch in den einzelnen Szenarien beispielsweise der Anteil an Effizienzgewinnen ausfällt beziehungsweise wie stark im jeweiligen Szenario auf eine direkte Elektrifizierung gesetzt wird.

2.2 Importquoten

Mit Blick auf die hohen Bedarfe ab 2030 ist davon auszugehen, dass bedeutsame Anteile von Wasserstoff und dessen Syntheseprodukten zukünftig nach Deutschland importiert werden müssen. Dies liegt unter anderem daran, dass die Flächen für den Ausbau der regenerativen Stromerzeugung, die zusätzlich zu anderen Stromanwendungen auch für die Elektrolyse gebraucht werden, in Deutschland begrenzt sind. Gleichzeitig kann in anderen Ländern beziehungsweise Regionen Elektrolysewasserstoff aufgrund günstigerer Bedingungen für die Erneuerbaren preiswerter produziert werden. Dazu, wie hoch der **Anteil der Importe** am Gesamtbedarf an Wasserstoff und dessen Syntheseprodukten ausfallen wird, ergibt sich für **2030** allerdings kein klares Bild: In den Szenarien der betrachteten Studien zur Klimaneutralität 2045 bewegen sich die zusammengekommenen Importe von Wasserstoff und seinen Syntheseprodukten zwischen etwa 50 und 90 Prozent im Vergleich zum für 2030 errechneten Gesamtbedarf. Dabei setzt sich dieser aufsummierte Importanteil (reiner Wasserstoff und Syntheseprodukte) teils sehr unterschiedlich zusammen:

- Der BDI rechnet bis 2030 zwar nicht mit Importen von reinem Wasserstoff, dafür aber damit, dass 95 Prozent der benötigten Syntheseprodukte eingeführt werden. Die Importe würden dann insgesamt zu rund 55 Prozent zur Deckung des vom BDI für 2030 vorhergesagten Gesamtbedarfs an Wasserstoff und dessen Syntheseprodukten (rund 100 Terawattstunden) beitragen. Der Rest käme entsprechend aus heimischer Produktion.¹⁸
- Die im Auftrag der Agora Energiewende durchgeführte Studie legt hingegen nahe, dass es 2030 so gut wie keine Importe von Syntheseprodukten geben wird, aber etwa 70 Prozent des benötigten Wasserstoffs importiert werden. Dies entspräche dann auch der Gesamtimportquote beider Produktlinien bei einem vorhergesagten Gesamtbedarf von rund 64 Terawattstunden.¹⁹
- In der Leitstudie der dena wird keine Differenzierung zwischen Wasserstoff und Syntheseprodukten vorgenommen, aber der gesamte Importbedarf mit 69 Terawattstunden angegeben und die Gesamtimportquote 2030 mit rund 90 Prozent beziffert.²⁰
- Das Kopernikus-Projekt „Ariadne“ rechnet mit etwa 28 Terawattstunden an importiertem Wasserstoff für 2030²¹ und damit, dass die Einfuhr von Syntheseprodukten erst danach beginnt.²² Der prognostizierte Gesamtbedarf an Wasserstoff

16 423 TWh (vgl. Prognos/ Öko-Institut/ Wuppertal-Institut 2021, S.27); 542 TWh (vgl. BDI 2021, S.20 ff.); 657 TWh beim Hauptszenario (vgl. dena 2021b, S. 21, 300).

17 Ariadne 2021a, S.180.

18 BDI 2021, S.20.

19 Prognos/ Öko-Institut/ Wuppertal-Institut 2021, S.26 ff.

20 dena 2021, S.21, 300.

21 Ariadne 2021d, S.10.

22 Ariadne 2021b, S.190.

und Syntheseprodukten für Deutschland bewegt sich in den diversen Szenarien zwischen 43 und 81 Terawattstunden.²³

Für das Jahr **2045** fallen die Einschätzungen einheitlicher aus. Die Gesamtanteile des eingeführten Wasserstoffs und entsprechender Syntheseprodukte liegen laut den Studien zwischen 75 und 90 Prozent.²⁴ Die Modellierungen von Ariadne weisen ab 2035 in fast allen Szenarien mehr Importe als heimische Produktionsumfänge für Wasserstoff und Syntheseprodukte aus.²⁵ BDI und Agora Energiewende, die die Importanteile für Wasserstoff und für Syntheseprodukte einzeln angeben, modellieren, dass 2045 95 Prozent der benötigten Syntheseprodukte und rund 60 Prozent des nachgefragten grünen Wasserstoffs eingeführt werden.²⁶

Die Bedarfszahlen und Importquoten für 2030 sowie insbesondere für 2045 sind zwar mit Unsicherheiten behaftet, weil es sich um zukünftige Entwicklungen in einem sehr dynamischen Umfeld mit zahlreichen noch umzusetzenden technischen und logistischen Entwicklungsschritten handelt. Dennoch verdeutlichen die betrachteten Szenarien, dass die **Deckung des Bedarfs** an Wasserstoff und dessen Syntheseprodukten **in Deutschland zukünftig** voraussichtlich **durch ergänzende Importe** erreicht werden wird, selbst dann, wenn eine inländische Produktion von Elektrolysewasserstoff sehr schnell aufgebaut werden kann.

Vor diesem Hintergrund herrscht unter Expertinnen und Experten beziehungsweise Verantwortlichen aus Wissenschaft, Wirtschaft und Politik große Einigkeit darin, dass **bis 2030 ein Einstieg in den Import** gelingen muss. Nur so können der **Markthochlauf einer deutschen Wasserstoffwirtschaft**, die europäisch und international vernetzt sein wird, möglich gemacht und aus derzeitiger Sicht die Bedarfszuwächse nach 2035 gedeckt werden.²⁷ Daher gilt es bereits im laufenden Jahrzehnt den **Aufbau einer Startinfrastruktur** zu ermöglichen. Dies setzt auch die Etablierung erster Wasserstoffkooperationen mit Lieferländern beispielsweise in Form von Verträgen zu Liefermengen oder Investitionen in gemeinsame Pilotprojekte voraus.

23 Ariadne 2021b, S.179.

24 Vgl. BDI 2021, S.20; vgl. dena 2021, S.21, 300; vgl. Ariadne 2021b, S.197; vgl. Prognos/ Öko-Institut/ Wuppertal-Institut 2021, S.26 ff.

25 Vgl. Ariadne 2021b, S.190.

26 BDI 2021, S.20; Prognos/ Öko-Institut/ Wuppertal-Institut 2021, S.26 ff.

27 Vgl. u.a. BMWi 2020b; Ariadne 2021c; Ariadne 2021d; BDI 2021; BMWK 2021; dena 2021; NWR 2021 und PtJ 2021.

3 Übersicht über die betrachteten Transportoptionen

Als Transportmedien werden in der vorliegenden Analyse reiner Wasserstoff (gasförmig und flüssig), Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) sowie die Syntheseprodukte Methan, Ammoniak, Methanol und Fischer-Tropsch-Produkte eingehend bewertet (siehe Abbildung 5). Die Aufbereitung von gasförmigem zu flüssigem Wasserstoff und zu Syntheseprodukten in den Exportländern sowie eine bei einigen Transportoptionen notwendige Dehydrierung der Transportmedien in Deutschland werden dabei mit einbezogen. Die Verteilnetzinfrastuktur zum Transport der Produkte innerhalb Deutschlands ist hingegen nicht Teil der Untersuchung.²⁸ Generisch betrachtet werden allerdings die dem Transport vorgelagerte regenerative Stromerzeugung und die nutzbare Energie, die in dem am Exportterminal bereitgestellten Wasserstoff beziehungsweise seinen Folgeprodukten enthalten ist. Das bietet den Vorteil – unabhängig von den spezifischen Randbedingungen in den Produzentenländern, den Importhäfen usw. – vergleichende Untersuchungen der Transportoptionen durchführen und grundsätzliche Aussagen zur Realisierbarkeit treffen zu können.

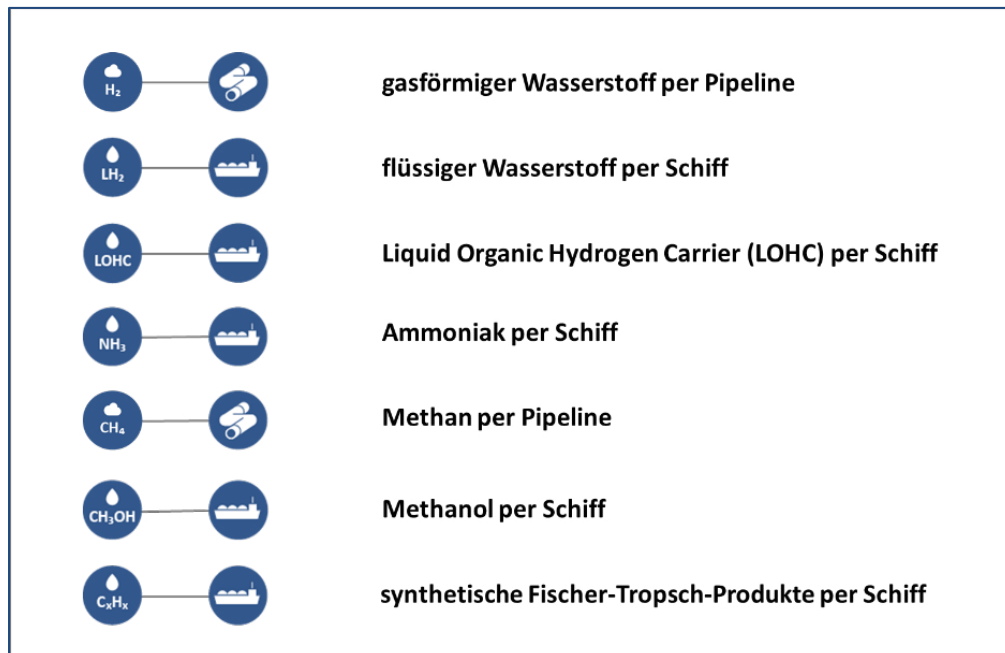


Abbildung 5: Übersicht der analysierten Transportoptionen (Quelle: eigene Darstellung).

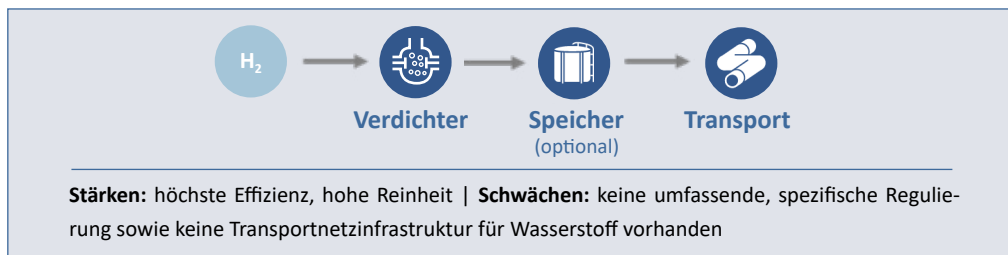
Explizit nicht mit berücksichtigt wurden der Transport von Ammoniak und Methanol per Pipeline, der Schiffstransport von verflüssigtem Methan und die Beimischung von Wasserstoff in Erdgaspipelines. Insbesondere bei Ammoniak, aber auch bei Methanol

²⁸ Die Verteilnetzinfrastuktur ist bei der Realisierung konkreter Projekte allerdings zu berücksichtigen. Denn je nachdem, wie sie aufgestellt ist, ist eine Versorgung der Endabnehmer erst möglich oder nicht. Sie übt zudem Einfluss auf die aufzuwendenden finanziellen und personellen Ressourcen aus und bestimmt entsprechend mit, ob Transportoptionen letztlich realisierbar und konkurrenzfähig sind.

ist aufgrund der Giftigkeit mit erheblichen Widerständen gegen den Bau von Pipelines zu rechnen. Mit der zusätzlich notwendigen Verflüssigung des Methans im Anschluss an dessen Synthese wäre ein Schiffstransport laut den durchgeführten Analysen energetisch und wirtschaftlich nicht konkurrenzfähig. Für den Einsatz von grünem Wasserstoff ist der alleinige Transport des Wasserstoffs per Pipeline zielführender als eine Beimischung. Denn durch die Beimischung kommt es unter anderem zu einer wirtschaftlichen Abwertung des Produkts²⁹ oder es ergibt sich im Anschluss an den Transport per Erdgaspipeline ein zusätzlicher Aufwand zur Abtrennung des Wasserstoffs.

²⁹ Die wirtschaftliche Höherwertigkeit ergibt sich aus der Tatsache, dass Wasserstoff heute und bis auf Weiteres in großen Mengen aus Erdgas hergestellt und grüner Wasserstoff zugleich anders vergütet wird.

3.1 Gasförmiger Wasserstoff per Pipeline



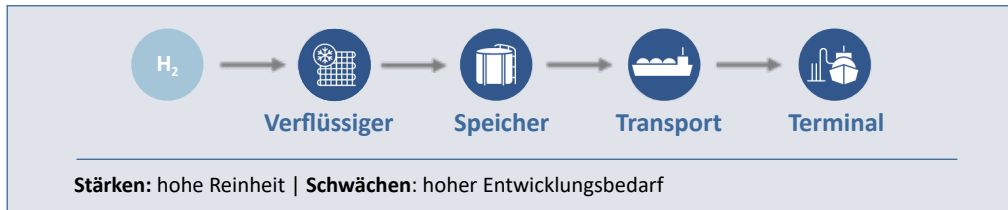
Wandlungskette: Gasförmiger Wasserstoff kann in komprimierter Form per Pipeline transportiert werden. Dabei erzeugen Verdichter den erforderlichen Transportdruck. Aufgrund technischer Gegebenheiten, die beispielsweise die Materialstabilität der Pipelinehülle betreffen, sollte der Betrieb **kontinuierlich** mit gleichbleibendem Druck erfolgen. Da grüner Wasserstoff über Elektrolyseure hergestellt wird, die Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energieanlagen beziehen, müssen deren Schwankungen dann ausgeglichen werden. Eine Möglichkeit ist die Errichtung eines großvolumigen Wasserstoffspeicher am Einspeiseort. Alternativ kann die Entnahme an die schwankende Einspeisung angepasst werden, wodurch die Kosten für Speicher entfallen, sich dafür aber die Auslastung der Pipeline verringert. Die **Weiterverteilung** des komprimierten Wasserstoffs kann am Zielort ohne weitere Zwischenstufen in ein Wasserstoffverteilnetz oder per Trailerbefüllung mit LKW und Zügen erfolgen.

Effizienz: Die Wandlungskette ist **sehr effizient**. Die größten energetischen Verluste treten durch den Betrieb der Verdichterpumpen auf. Bei der Speicherung und im Transportnetz entstehen zwar ebenfalls Verluste, diese sind jedoch sehr gering.

Umsetzungshorizont: Bislang sind in Deutschland und Europa **keine Importinfrastrukturen für komprimierten Wasserstoff** vorhanden. Bestehende Erdgaspipelines könnten aber für dessen Transport umgerüstet werden. Fallen Planung und Trassierung der Pipeline weg, verringert sich der zeitliche und finanzielle Aufwand für den Bau deutlich. Hinzu kommt, dass mit Wasserstoffproduktpipelines (230 Kilometer im Ruhrgebiet) bereits entsprechende Erfahrungen vorliegen, die notwendigen Sicherheitsstandards entwickelt und die Anwendung erprobt sind. Auch die **politische und rechtliche Umsetzbarkeit** erscheint bei der Nutzung von Bestandstrassen relativ leicht erreichbar, da für die Nutzung auf bestehende Regeln und Verträge des Erdgastransports aufgebaut werden kann. Eventuell muss bei einer Umwidmung aber eine neue Betriebserlaubnis erwirkt werden. Die **Umrüstung** vorhandener Pipelines könnte daher **innerhalb** eines Zeithorizonts **von rund 5 Jahren** erfolgen. Sollen hingegen **neue Pipelines** errichtet werden, ist mit einem Umsetzungshorizont von **rund 10 Jahren** für die Planung, Genehmigung und den Bau zu rechnen.

Einsatzbandbreite: Komprimierter Wasserstoff ist in allen Wasserstoffanwendungen **unmittelbar einsetzbar**. Wird Flüssigwasserstoff benötigt, ist eine Verflüssigung in dezentralen Einheiten vor Ort möglich. Da der Wasserstoff während des Transports nicht in andere Stoffe umgewandelt oder an Trägermaterialien gebunden wird, wird er kaum verunreinigt. Somit erfüllt er in der Regel ohne aufwendige Reinigungsprozesse alle **Reinheitsanforderungen** sowohl in der Industrie als auch in der Mobilität (zum Beispiel für PEM-Brennstoffzellen).

3.2 Flüssiger Wasserstoff per Schiff



Wandlungskette: Wird Wasserstoff verflüssigt, kann er per Schiff mit speziell ausgestatteten Isolationstanks transportiert werden. Das Volumen des Wasserstoffs ist dann bezogen auf die transportierte Energiemenge erheblich reduziert. Eine **unverzichtbare technische Komponente** dieser Transportkette ist der Verflüssiger, der den Wasserstoff in einen tiefkalten und damit flüssigen Zustand versetzt (bei rund -253 Grad Celsius). **Besondere Herausforderungen** stellen die Wahl der Materialien für die Schiffstanks und Speicher im Hafen und die Verringerung des Boil-offs, also der Verdampfung des Wasserstoffs dar. Die **Weiterverteilung** vom Anlandungshafen kann per Trailer erfolgen. Damit ist eine direkte Belieferung von Abnehmern möglich. Alternativ kann der Flüssigwasserstoff per Verdampfer in den gasförmigen Zustand überführt und in Verteilinfrastrukturen für gasförmigen Wasserstoff eingespeist werden.

Effizienz: Die größten energetischen Verluste treten bei der Verflüssigung des Wasserstoffs auf. Zwar ist nicht zu vermeiden, dass ein Teil des Wasserstoffs während des Transports verdampft, aber es werden bereits Konzepte entwickelt, um den Wasserstoff unmittelbar für den Antrieb der Transportschiffe zu nutzen. Nichtsdestotrotz bleibt die Transportkette **weniger effizient** als die vom gasförmigen Wasserstoff.

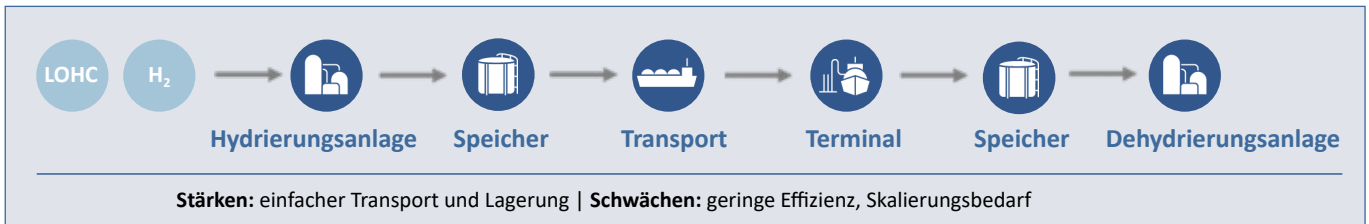
Umsetzungshorizont: Bislang gibt es in Deutschland und Europa **keine Importinfrastrukturen** für Flüssigwasserstoff. Eine Umrüstung und Weiternutzung von Flüssiggasinfrastrukturen ist möglich, umstritten bleibt aber die Frage des damit verbundenen Aufwands.³⁰ Aufgrund fehlender Hafeninfrastrukturen und einer Schiffsflotte liegt der erwartete Umsetzungshorizont für den Transport größerer Mengen bei **voraussichtlich rund 10 Jahren**. In Japan befindet sich der Prototyp eines kleinen Schiffes (Kapazität: circa 100 Tonnen Wasserstoff) in der Erprobung und die Entwicklung größerer Tankschiffe (Beladung: über 10.000 Tonnen) wird im asiatischen Raum vorangetrieben. Mit einer breiten Verfügbarkeit im Jahr 2030 ist dennoch nicht zu rechnen.³¹ Auch die **rechtliche Umsetzung** erscheint aufwendig, da bislang kein spezifischer Rechtsrahmen für den Transport von Flüssigwasserstoff existiert, Genehmigungen aufgrund der Neuheit der Technologie anspruchsvoll sind und eine Zulassung der benötigten Schiffe auf internationaler Ebene erst noch erfolgen muss. Für die Verflüssigung bedarf es zudem noch **intensiver Entwicklungsarbeit**, um die Prozesse in industrielle Maßstäbe zu skalieren und deren Energieeffizienz zu optimieren.

Einsatzbandbreite: Flüssigwasserstoff kann **unmittelbar** in flüssiger oder nach Verdampfung in gasförmiger Form eingesetzt werden. Es bedarf keiner aufwendigen Reinigung, weil der Wasserstoff während des Transports nicht in andere Stoffe umgewandelt wird.

³⁰ Siehe: <https://www.presseportal.de/pm/142930/5003119/> (Zugriff: 15.07.2022).

³¹ Kawasaki 2019

3.3 Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) per Schiff



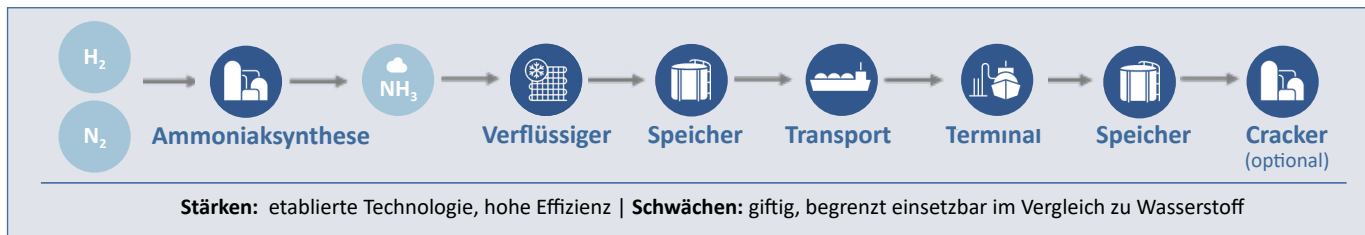
Wandlungskette: Wasserstoff an ein Trägermedium, einen Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC), zu binden ist eine weitere Transportoption (Hydrierung). Als Trägermedium werden zum Beispiel Dibenzyltoluol oder Benzyltoluol verwendet. Nach dem Transport des „beladenen“ Trägerstoffs per Schiff wird der Wasserstoff am Zielort aus dem Medium zurückgewonnen (Dehydrierung). Vor dessen Weiterverteilung erfolgt je nach Anwendung eventuell eine Reinigung. Um es erneut zu beladen, wird das **Trägermedium** anschließend **zum Exportland zurücktransportiert**. Die Dehydrierung kann auch dezentral integriert in der jeweiligen Anwendung erfolgen. Das setzt jedoch eine Sammelstruktur voraus, die das Medium von der dezentralen Anwendung zurück in die Transportkette bringt. Dieser Ansatz erhöht daher den Aufwand und verringert die Zyklennutzung des Trägermediums. Ein Vorteil in Form höherer Effizienz ergibt sich, wenn zur Dehydrierung anderweitig nicht nutzbare Prozesswärme eingesetzt werden kann (notwendiges Temperaturniveau: 300 Grad Celsius).

Effizienz: Aufgrund teils hoher Energieverluste entlang der Kette ist der Transport mit LOHC **ineffizienter als der Transport reinen Wasserstoffs**. Die Energieverluste können aber durch **integrierte Konzepte** gesenkt werden: So gibt die Hydrierung prozessbedingt große Wärmemengen frei, die dann vor Ort für andere Anwendungen eingesetzt werden können, was den Gesamtwirkungsgrad erhöht. Am Zielort braucht es ebenfalls große Wärmemengen, um den Wasserstoff vom Trägermedium zu lösen. Unter Verwendung überschüssiger Wärme aus energetischen Prozessen würde sich auch hier die energetische Effizienz der Transportkette verbessern lassen.

Umsetzungshorizont: Importinfrastrukturen für LOHC sind in der EU und Deutschland bislang **nicht vorhanden**. Aufgrund ihrer stofflichen Eigenschaften ist aber davon auszugehen, dass bestehende Infrastrukturen der Mineralölwirtschaft zumindest teilweise genutzt werden könnten (Tanker, Speicher, Hafeninfrastuktur). Erheblicher Entwicklungs- und Skalierungsbedarf besteht weiterhin bei den Dehydrierungsanlagen, die bisher nicht im industriellen Maßstab vorhanden sind. Hinzu kommen fehlende Produktionskapazitäten für das Trägermedium. Für einen Markthochlauf, könnten in 3 bis 5 Jahren erste Pilotanlagen in Betrieb gehen. Eine **großtechnische Umsetzung** ist eher **in 10 Jahren** zu erwarten. Zwar existiert bislang noch kein **Rechtsrahmen** für den LOHC-Einsatz, aber die erforderliche Anpassung über die Analogie zum Dieselkraftstoff erscheint **vergleichsweise leicht möglich**.

Einsatzbandbreite: Der aus LOHC zurückgewonnene Wasserstoff ist **grundsätzlich in allen Wasserstoffanwendungen** einsetzbar. Allerdings ist je nach Anwendung der **Reinigungsaufwand** zu beachten. Beispielsweise müssen für den Einsatz in Brennstoffzellen im Mobilitätssektor gegebenenfalls kleinere Reste des Trägermediums über aufwendige Reinigungsprozesse entfernt werden.

3.4 Ammoniak per Schiff



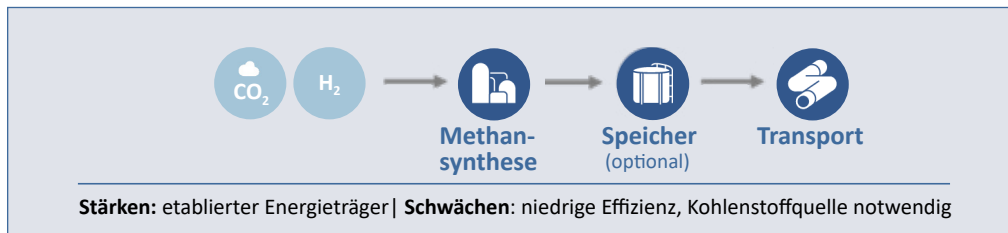
Wandlungskette: Wasserstoff wird mit Stickstoff zu Ammoniak synthetisiert (Haber-Bosch-Verfahren), wobei der benötigte Stickstoff über Luftzerlegungsanlagen gewonnen wird. Verflüssigt kann es dann per Chemikalientanker transportiert werden. Hierfür bedarf es passender Be- und Entladeterminals und entsprechender Speicher in den Häfen. Da Ammoniak **bereits heute großskalig eingesetzt** wird, ist ein Weitertransport mittels etablierter Technologien und bestehender Infrastrukturen möglich. Zur stofflichen Anwendung kommt Ammoniak insbesondere bei der Düngemittelherstellung und in der chemischen Industrie. Es kann darüber hinaus als Energieträger eingesetzt werden und als Wasserstofftransportmedium dienen. Bei letzterem wird über das sogenannte Cracking der Wasserstoff dann wieder vom Stickstoff getrennt.

Effizienz: Die Stickstoffgewinnung und die Synthese von Ammoniak verbrauchen zwar Energie und senken die Effizienz der Transportkette. Da das Haber-Bosch-Verfahren und die Luftzerlegung aber technisch ausgereifte Prozesse mit hohen Wirkungsgraden sind, ist deren **Gesamteffizienz** somit **relativ hoch**. Eine Rückgewinnung des Wasserstoffs führt zu weiteren Energieverlusten, insofern nicht überschüssige Prozesswärme genutzt werden kann (Temperaturniveau bei 900 Grad Celsius, mittels Katalysatoren möglicherweise auf etwa 500 Grad Celsius absenkbar).

Umsetzungshorizont: Infrastrukturen für den Import von Ammoniak sind in Deutschland **bereits vorhanden** und dessen Einsatz alltägliche Praxis. Eine rohstoffliche Nutzung im Rahmen der vorhandenen Infrastruktur ist daher in **rund 2 Jahren** umsetzbar. Jedoch wird der Großteil des in Deutschland benötigten Ammoniaks derzeit nicht an zentralen Standorten, sondern am Ort des Verbrauchs, das heißt in kleineren Mengen direkt an den Industriestandorten produziert. Im Fall einer breiten energetischen Nutzung sind neue Anlagen zu errichten, deren Realisierung sich durch Umwelt- und Sicherheitsauflagen verzögern könnten. Bei der **Wasserstoffrückgewinnung** ist mit Blick auf die bisher begrenzte Energieeffizienz und damit Wirtschaftlichkeit der Cracker ebenso mit einem **längeren Zeithorizont** zu rechnen, der bei etwa 6-7 Jahren liegt.

Einsatzbandbreite: Ammoniak wird heute vor allem als **Rohstoff für die chemische Industrie** verwendet. Als **Energieträger** kann Ammoniak zum Beispiel als Treibstoff für Hochseefrachtschiffe zum Einsatz kommen. Aufgrund seiner Toxizität sind einer breiten energetischen Anwendung vermutlich jedoch Grenzen gesetzt. Wenn der Wasserstoff aus dem Ammoniak zurückgewonnen wird, bedarf es für Anwendungen mit hohen Reinheitsanforderungen gegebenenfalls einer aufwendigen Aufreinigung, insofern keine Ammoniakreste mehr enthalten sein dürfen.

3.5 Synthetisches Methan per Pipeline



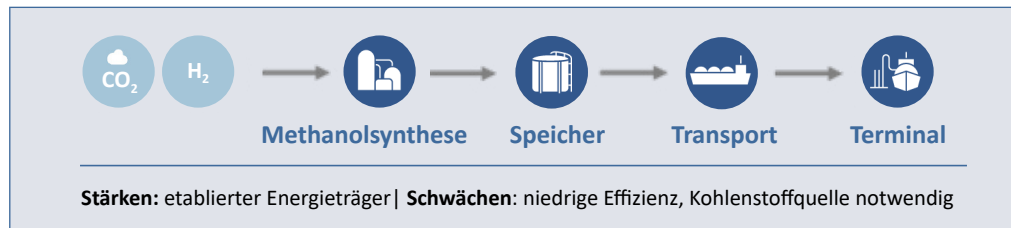
Wandlungskette: Unter Zugabe von Kohlenstoffdioxid (CO_2) kann Wasserstoff zu Methan synthetisiert und als Erdgassubstitut über (bestehende) Erdgaspipelines transportiert, weiterverteilt und am Zielort als Energieträger eingesetzt werden. Eine Rückgewinnung des Wasserstoffs ist technisch und wirtschaftlich allerdings zu aufwendig. Methan kann analog zu flüssigem Erdgas (Liquified Natural Gas – LNG) auch verflüssigt und per Schiff transportiert werden. Allerdings ist eine Methanisierung des Wasserstoffs in Verbindung mit einer anschließenden Verflüssigung mit einem hohen Aufwand und hohen Energieverlusten verbunden, sodass der Prozess für einen wirtschaftlichen Betrieb nicht zielführend erscheint.

Effizienz: Für die Energieeffizienz ist zunächst der **Energieaufwand für die CO_2 -Gewinnung** relevant. Einen deutlichen Effekt auf die Energiebilanz hat die Frage, ob das CO_2 aus (unvermeidbaren) konzentrierten Quellen der Industrie, aus Biomasse (wo möglich und sinnvoll) oder aus Luft mittels sogenannter Direct-Air-Capture-Verfahren gewonnen wird. Letzteres ist aufgrund der geringen CO_2 -Konzentration deutlich energieintensiver. Weitere Verluste entstehen bei der Methansynthese. Der Transport von synthetischem Erdgas per Pipeline verursacht hingegen nur geringe Verluste. Im Vergleich zum Transport von reinem Wasserstoff ist die Transportkette insgesamt aber deutlich weniger effizient.

Umsetzungshorizont: Die Umwandlung von Wasserstoff zu Methan hat den großen Vorteil, dass für dessen Transport bereits **bestehende Infrastrukturen unverändert** genutzt werden können. Bezüglich des **regulatorischen Rahmens** kann vor dem Hintergrund der stofflichen Ähnlichkeit das für den Transport von Erdgas existierende umfangreiche Regelwerk herangezogen werden, ohne dass größere Änderungen vorzunehmen sind. Diese Gegebenheiten ermöglichen eine **sehr schnelle Umsetzung** der Transportoption innerhalb von **2 Jahren**, insofern für die Herstellung des Methans an den Standorten der Methansynthese CO_2 aus industriellen, nicht vermeidbaren Punktquellen gewonnen und zur Verfügung gestellt werden kann. Soll Kohlenstoffdioxid aus der Luft gewonnen werden (**Direct Air Capture – DAC**), verlängert sich der Umsetzungshorizont hingegen auf **rund 10 Jahre**, weil diese Technologie noch nicht im großtechnischen Maßstab zur Verfügung steht.

Einsatzbandbreite: Das synthetisch erzeugte Methan kann **fossiles Erdgas** als Energieträger und Rohstoff in der Industrie **ersetzen**. Wichtige Einsatzgebiete im Energiesystem können Gaskraftwerke, Industriefeuernungen und Heizungssysteme sein.

3.6 Synthetisches Methanol per Schiff



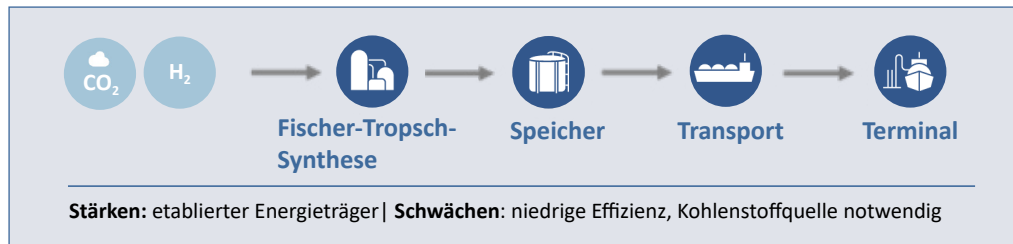
Wandlungskette: Ein weiteres Syntheseprodukt aus Wasserstoff ist Methanol. Neben Wasserstoff wird für die Methanolsynthese Kohlenstoffdioxid (CO_2) benötigt. Das flüssige Methanol wird zunächst im Hafen in Speichertanks gelagert und anschließend auf Chemikalientanker geladen. Am Zielhafen kann das Methanol über existierende Verteilrouten für chemische Rohstoffe (darunter Trailer- und Bahntransport) direkt **weiterverteilt** werden. Methanol ist ein vielfach genutzter chemischer Grundstoff und kann auch als Energieträger eingesetzt werden. Die Rückgewinnung des Wasserstoffs (Dehydrierung) ist hingegen aufwendig und wird hier nicht weiter betrachtet. Theoretisch ist auch der Transport von Methanol per Produktpipeline denkbar. Diese Option erscheint jedoch wegen der bislang fehlenden Infrastrukturen und einer entsprechend langen Umsetzungszeit sowie des absehbar begrenzten Anwendungspotenzials wenig zielführend.

Effizienz: Wie bei Methan ist auch hier für die Energiebilanz eine entscheidende Frage, ob das **CO_2 aus Punktquellen oder** durch **Luftabtrennung** gewonnen wird. Weitere Effizienzverluste entstehen bei der Synthese von Methanol. Der Energieaufwand beim Transport ist hingegen im Allgemeinen gering.

Umsetzungshorizont: Infrastrukturen für den Import von Chemikalien und damit auch von Methanol sind in Deutschland und Europa vorhanden und könnten **unmittelbar genutzt** werden. Allerdings sind sie lediglich für die stoffliche Nutzung von Methanol ausgelegt. Sollte Methanol auch als Energieträger Anwendung finden, müssten diese Infrastrukturen ausgebaut und die infrage kommenden Nutzungstechnologien umgestellt werden. Im Rahmen der vorhandenen Importinfrastruktur kann von **kurzen Umsetzungshorizonten von bis zu 2 Jahren** ausgegangen werden, sofern **CO_2 aus geeigneten Punktquellen** gewonnen werden kann und in den Exportländern an den Standorten der Methanolsynthese kostengünstig zur Verfügung steht. Analog zu Methan verlängert sich bei der Nutzung von **CO_2 aus der Luft** der Umsetzungshorizont auf voraussichtlich **rund 10 Jahre**, weil die Technologie noch nicht für den industriellen Maßstab skaliert ist. Positiv wirkt sich der **bereits vorhandene Rechtsrahmen** für den Transport von Methanol als Basischemikalie aus. Insofern sind voraussichtlich keine Anpassungen erforderlich.

Einsatzbandbreite: Methanol ist sehr **vielseitig einsetzbar**. Synthetisch erzeugtes Methanol kann in der chemischen Industrie fossile Rohstoffe ersetzen und beispielsweise als Grundstoff für Kraftstoffe, Kunststoffe, Textilien und Kosmetika verwendet werden. Methanol und seine Folgeprodukte wie Dimethylether können auch direkt als Energieträger eingesetzt werden, etwa als Kraftstoff in Verbrennungsmotoren oder in Brennstoffzellen.

3.7 Synthetische Fischer-Tropsch-Produkte per Schiff



Wandlungskette: Als letzte Transportoption wird die Synthese eines synthetischen Rohölersatzes mittels Fischer-Tropsch-Synthese (FTS) betrachtet. Auch hier wird neben Wasserstoff eine Kohlenstoffquelle in Form von CO_2 benötigt. Die in der FTS entstehende Mischfraktion aus Kohlenwasserstoffen unterschiedlicher Kettenlängen, das sogenannte Fischer-Tropsch-Produkt, kann wie Rohöl über die Infrastrukturen der Mineralölwirtschaft, das heißt per Rohöltanker und Pipeline, transportiert und in bestehende Rohölspeicher eingespeist werden. Das Fischer-Tropsch-Produkt kann dann in vorhandenen Raffinerien in die gewünschten Brenn- und Treibstoffe umgewandelt sowie zu chemischen Grundstoffen wie Naphtha weiterverarbeitet werden. Auch ein Import per Pipeline ist möglich, wobei aus wirtschaftlicher Sicht und für eine zeitnahe Umsetzung auf eine bereits bestehende Pipeline zurückgegriffen werden sollte. Mangels gut erhaltener existierender Pipelines aus dem deutschen beziehungsweise europäischen Umfeld, wurde diese Option hier nicht gesondert untersucht.

Effizienz: Effizienzverluste entstehen insbesondere bei der Fischer-Tropsch-Synthese. Zu berücksichtigen ist zudem der Energiebedarf für die CO_2 -Gewinnung, wobei auch hier gegenwärtig die Nutzung von CO_2 aus nicht vermeidbaren Punktquellen energetisch von Vorteil ist. Die Verluste beim Schiffs- und Pipelinetransport sind gering und nehmen kaum Einfluss auf die gesamte Energiebilanz. Dennoch ist die **Effizienz** im Vergleich zu allen untersuchten Optionen insgesamt **am niedrigsten**. Darüber hinaus wäre eine Rückgewinnung des Wasserstoffs aus Fischer-Tropsch-Produkten ebenfalls energetisch sehr verlustbehaftet und ist somit nicht zielführend.

Umsetzungshorizont: Sowohl für den Import per Schiff als auch für den Weitertransport per Pipeline bestehen einsetzbare Infrastrukturen aus der Mineralölwirtschaft in Deutschland. Mit Blick auf den **regulatorischen Rahmen** wird von einer schnellen Realisierbarkeit ausgegangen, weil der für den Transport von Mineralöl(-produkten) vorhandene Rechtsrahmen übertragbar ist. Die Mit- und Weiternutzung vorhandener Infrastrukturen ermöglicht somit einen Umsetzungshorizont von **etwa 2 Jahren**, insofern das benötigte CO_2 aus nicht vermeidbaren **industriellen Punktquellen** stammt. Soll CO_2 aus **Direct Air Capture** gewonnen werden, verlängert dies den Umsetzungshorizont deutlich auf **etwa 10 Jahre**.

Einsatzbandbreite: Das Fischer-Tropsch-Produkt kann **fossiles Rohöl** in allen Einsatzgebieten **ersetzen**, sowohl als Energieträger als auch als Rohstoff für die Industrie.

Exkurs: Woher kommt der Kohlenstoff?

Für die Herstellung der kohlenwasserstoffbasierten Energieträger Methan, Methanol und Fischer-Tropsch-Produkte wird Kohlenstoff benötigt. Welche CO₂-Quellen für die Syntheseprozesse zur Verfügung stehen, ist für die zeitliche Umsetzbarkeit der Transportoptionen und für die angestrebte Klimaneutralität von entscheidender Bedeutung. Sie üben einen spürbaren Einfluss auf die jeweiligen Produktionskosten und somit die Wettbewerbsfähigkeit im Vergleich zu den anderen Transportoptionen ohne CO₂-Bedarf aus. Sie beeinflussen zudem wesentlich den Umsetzungshorizont und darüber hinaus die Nachhaltigkeit der jeweiligen Transportoption. Die Zielsetzung, bis Mitte des Jahrhunderts weltweit klimaneutrale Energie-, Wirtschafts- und Gesellschaftssysteme aufzubauen, bedeutet mittel- bis langfristig, vollständig auf den Einsatz fossilbasierter Kohlenstoffe zu verzichten, alternative Kohlenstoffquellen zu erschließen und die dafür erforderlichen technischen Verfahren zu etablieren.

Kohlenstoffdioxid aus der Verbrennung von Kohlen(wasser)stoffen fossilen Ursprungs steht vor diesem Hintergrund, wenn überhaupt, nur für einen befristeten Übergangszeitraum zur Verfügung. Eine Investition in Carbon-Capture-and-Use-Technologien (CCU) bedingt aus wirtschaftlichen Erwägungen Mindesteinsatz- beziehungsweise Mindestlaufzeiten und kann damit im potenziellen Widerspruch zum schnellen Erreichen der globalen Klimaschutz- und Nachhaltigkeitsziele stehen. Hinzu kommt, dass bei der Nutzung fossiler Kohlenstoffquellen die CO₂-Emissionen abgeschieden und in den Kohlenwasserstoffen zwischengespeichert werden, wodurch im Erzeugungsland kein CO₂ freigesetzt wird. Die CO₂-Emission erfolgt dann bei der Nutzung der exportierten Syntheseprodukte im Zielland, insofern das CO₂ nicht per Carbon Capture and Storage (CCS) aufgefangen und dauerhaft eingelagert wird, was weiteren technischen Aufwand erfordert und Akzeptanzprobleme mit sich bringen kann. Ein Rückgriff auf energiebedingte CO₂-Emissionen aus der Industrie oder Energiewirtschaft für die Synthese kohlenwasserstoffbasierter Produkte und damit die Realisierung entsprechender Transportoptionen erscheint somit aus Sicht des Klimaschutzes nicht zielführend. Daher wird in dieser Analyse diese Möglichkeit nicht weiter berücksichtigt.

Anders sieht es bei den prozessbedingten CO₂-Emissionen aus der Industrie aus. So wird beispielsweise auch nach der Umstellung der Zementproduktion auf CO₂-freie Brennstoffe bei der Klinkerproduktion – bedingt durch die chemischen Reaktionen – CO₂ freigesetzt. Sofern keine klimaneutralen Ersatzstoffe für Zement entwickelt werden, werden diese CO₂-Emissionen auch in einer klimaneutralen Welt anfallen und damit als CO₂-Quellen in begrenztem Umfang auch langfristig zur Verfügung stehen. In diesen Fällen kann der Einsatz von CCU-Technologien zur Gewinnung des benötigten Kohlenstoffs entsprechend zielführend sein. Mit Blick auf das Beispiel Zementindustrie ist der energetische Aufwand für die CO₂-Abscheidung durch die hohe CO₂-Konzentration in den Abluftströmen überschaubar, das heißt das CO₂ stünde relativ kostengünstig (circa 50 Euro pro Tonne CO₂)³² zur Verfügung. Zu beachten ist allerdings, dass auch vermeintlich groß erscheinende Punktquellen bei der großskaligen Produktion von synthetischen Kohlenwasserstoffen schnell erschöpft sind. Die Emissionen eines mittleren Zementwerks in Höhe von 1,5 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr würden zum Beispiel nur ausreichen, um am Ende des Prozesses etwa zwei durchschnittliche Rohöltanker mit Fischer-Tropsch-Produkt zu befüllen.³³ Darüber hinaus müsste für eine klimaneutrale Wirtschaft die gleiche Menge CO₂, die für die Produktion der synthetischen Kohlenwasserstoffe eingesetzt wird, an anderer Stelle der Atmosphäre wieder entzogen und permanent gespeichert werden.

³² Nutzung von CO₂ aus Luft als Rohstoff für synthetische Kraftstoffe und Chemikalien wird die Kostenbandbreite von CO₂ aus Punktquellen aus der Literatur dargestellt. Für CO₂ aus Zement werden 30 Euro/Tonne angegeben, alle weiteren Quellen liegen deutlich unter 100 Euro/Tonne, als mittlerer Wert erscheint 50 Euro/Tonne plausibel. (Vgl. KIT 2020).

³³ Überschlüssig lässt sich dies wie folgt herleiten: Mit 1,5 Millionen Tonnen CO₂ lassen sich im Fischer-Tropsch-Verfahren knapp 500.000 Tonnen synthetisches Rohöl produzieren und ein typischer Rohöltanker kann rund 250.000 bis 300.000 Tonnen transportieren.

Die benötigten Mengen an Kohlenstoff sind ebenso das zentrale Hindernis für die Nutzung biogener CO₂-Emissionen beispielsweise aus der Bioethanol- oder Biogasproduktion. Dabei handelt es sich um konzentrierte Punktquellen, die gegebenenfalls mitgenutzt werden sollten. Sie können die für eine großskalige Produktion benötigten Mengen jedoch in der Regel ebenfalls nicht bereitstellen. Gleiches gilt für die Bereitstellung konzentrierter CO₂-Ströme aus der Biomassevergasung (von Abfallstoffen), denn mit Blick auf die Kosten liegt das biogene CO₂ aus den genannten Prozessen auf dem Niveau der industriellen CO₂-Abscheidung.

Für die erwähnten größeren Mengen synthetischer kohlenwasserstoffbasierter Energieträger ist – über die zuvor genannten Quellen hinaus – perspektivisch die CO₂-Gewinnung aus der Luft (Direct Air Capture – DAC) alternativlos. Aufgrund der geringen Mengen von CO₂ in der Umgebungsluft ist dessen Abscheidung allerdings energieaufwendig. Grundsätzlich scheint es zwar möglich, an geeigneten Standorten überschüssige Prozesswärme in den Prozess einzukoppeln und damit den Energiebedarf für DAC zu senken. Aller Voraussicht nach ist es aber selbst bei intensiven Entwicklungsfortschritten unwahrscheinlich, dass mit DAC das gleiche Kostenniveau wie bei den CCU-Technologien erreicht werden kann. Folglich werden die mit der DAC-Technologie erzeugten klimaneutralen Kohlenwasserstoffe deutlich teurer werden (circa 150 Euro pro Tonne CO₂ im Jahr 2030³⁴). Da mittel- und langfristig nur über diesen Weg die entsprechenden Mengen an Kohlenstoff klimaneutral bereitgestellt werden können, bleibt die Entwicklung der DAC-Technologie zur großskaligen industriellen Anwendung zwingend erforderlich. Der Markthochlauf von DAC wird jedoch noch Jahre in Anspruch nehmen, weshalb sich für die kohlenwasserstoffbasierten Transportoptionen, die auf diese CO₂-Quelle setzen, der Umsetzungshorizont auf über 10 Jahre verlängert.

34 Eigene Rechnungen basierend auf Viebahn 2019, Viebahn et al. 2019 und Fasihi et al. 2019.

4 Vergleichende Berechnungen zu den Transportoptionen

In den folgenden Abschnitten werden die in Kapitel 3 skizzierten Transportoptionen anhand einer quantitativen Analyse indikatorenbasiert miteinander verglichen. Wesentliche Variablen sind dabei unter anderem die Kosten für den eingesetzten Wasserstoff und die Transportdistanz. Um Aussagen zur Wirtschaftlichkeit treffen zu können, werden die aus den Berechnungen resultierenden Bereitstellungskosten des per Elektrolyse hergestellten und nach Deutschland importierten Wasserstoffs beziehungsweise seiner Syntheseprodukte in Relation zu den Aufwendungen für die vergleichbaren fossilbasierten Energieträger gesetzt und dies jeweils ohne und mit einem variierenden CO₂-Preis. Die energetische Effizienz ist ein weiterer zentraler Parameter für den Vergleich der Transportoptionen. Sie dient einerseits als wichtiger Indikator für den Energieeinsatz, der für die Herstellung und den Transport der Energieträger notwendig ist, andererseits gibt sie Hinweise auf den Rohstoff- und Flächenbedarf, insbesondere auf der vorgelagerten Systemebene. Je geringer beispielsweise die Effizienz ausfällt, desto mehr Erneuerbare-Energien-Anlagen sind für die Produktion des Wasserstoffs notwendig, um am Ende der Kette in Deutschland die gleiche Menge Energie bereitstellen zu können.

4.1 Methodik

Die wesentlichen **Einflussgrößen** der Wandlungs- und Transportketten sind die **Anlagen zur Umwandlung des Wasserstoffs** in den zum Transport jeweils benötigten Aggregatzustand beziehungsweise in das entsprechende Syntheseprodukt, die **Transportmittel** selbst (Schiffe und Pipelines) und – je nach Transportvektor – gegebenenfalls auch die Anlagen zur **Rückgewinnung des Wasserstoffs**. Nicht explizit mit einbezogen sind die Kosten für die Wasserelektrolyse, weil vom bereitgestellten Wasserstoff ausgegangen wird und sie für alle Transportoptionen daher gleichgesetzt werden können – das heißt, sie stellen kein Differenzierungsmerkmal dar. Analog gilt dies für die Strombereitstellungskosten für die Elektrolyse sowie deren jährliche Auslastung, die sich zwar von Land zu Land unterscheiden, aber für die grundsätzliche Beurteilung der Transportoptionen zunächst ebenfalls gleichgesetzt werden können. Beide Größen werden jedoch implizit in den Berechnungen über eine Variation des Parameters Wasserstoffkosten berücksichtigt. In die Modellierung direkt einbezogen wird hingegen die Produktion des gegebenenfalls erforderlichen Stickstoffs oder Kohlenstoffs. Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass sich die Kostengrafiken in diesem Kapitel immer auf den Energiegehalt beziehen, der im jeweils finalen, importierten Stoff enthalten ist, sodass die darin enthaltene Energie am Zielort zur Anwendung kommen kann. Alle Währungsangaben nehmen zudem Bezug auf die Wertigkeiten im Jahr 2020.

Nicht direkt ausgewiesen werden in den Modellrechnungen die **CO₂-Emissionen**, die bei der Erzeugung und dem Transport der Energieträger verursacht werden. Eine solche Bewertung würde über den Rahmen der vorliegenden Untersuchung hinausgehen und eine Lebenszyklusanalyse aller Komponenten erfordern, weil die indirekten CO₂-Emissionen aus vorgelagerten Prozessen deutlich überwiegen. Im Papier können daher nur beispielhaft einzelne Emissionsminderungen dargestellt werden (siehe Kapitel 6). Es kann aber festgehalten werden, dass die direkten CO₂-Emissionen der Erzeugung und des Transports gering ausfallen und für die hier betrachteten, auf Elektrolysewasserstoff basierenden Optionen sogar auf null gesenkt werden könnten, wenn die eingesetzten Energieträger aus erneuerbaren Energien bezogen werden (Strom, grüner Wasserstoff, erneuerbares Ammoniak etc.).

Wichtige Annahmen für die Modellrechnungen

Folgende Annahmen liegen den hier vorgestellten Modellrechnungen zugrunde:

- Für alle Anlagen wird ein **einheitlicher Kapitalzinssatz** von 8 Prozent pro Jahr angesetzt.
- Für das Jahr 2030 werden für die **CO₂-Gewinnung** Kosten von 145 Euro pro Tonne CO₂ (Direct Air Capture) und für die **Stickstoffgewinnung** mittels Luftzerlegung 55 Euro pro Tonne N₂ angesetzt.
- Für die **Stromkosten in den Exportländern** sind hier exemplarisch 4,5 Cent pro Kilowattstunde bei 5.000 Vollbenutzungsstunden der stromverbrauchenden Anlagen veranschlagt, die sich aus der Verfügbarkeit des regenerativen Strom- beziehungsweise Wasserstoffangebots ergeben³⁵. Für die **Stromkosten entlang der Pipelines und in Deutschland** werden 15 Cent pro Kilowattstunde angesetzt.
- Als **Abschreibungs- und Nutzungsdauer** werden für die Anlagen 20 Jahre angesetzt, mit Ausnahme der Schiffe (30 Jahre, Rohöltanker 25 Jahre) und Pipelines (40 Jahre).
- Für die **Prozesswärme in Deutschland** zur Dehydrierung von Energieträgern (über 300 Grad Celsius) werden Kosten von 10 Cent pro Kilowattstunde angenommen. Eine Ausnahme bilden die Fälle, in denen als Sensitivität die kostenfreie Bereitstellung der Prozesswärme für die Dehydrierung angenommen wurde.
- Als **Treibstoff** für die **Schiffe** wird Schweröl (IFO 380) für 400 Dollar pro Tonne angenommen, der mit einer Effizienz von 50 Prozent genutzt wird.
- Für alle **Schiffsrouten** wird angenommen, dass es sich um **Pendelverkehr** zwischen dem Exportland und Deutschland handelt. In den Betrachtungen zu den Kosten beziehungsweise Energieeffizienzen ist jeweils auch die Rückfahrt eingerechnet.
- Die Anlagen werden im kommerziellen Industriemaßstab betrieben und die angenommenen **Technologien** stehen **bis 2030** alle **großtechnisch** zur Verfügung, ungeachtet des aktuell deutlich unterschiedlichen Entwicklungsstands.
- Mit Ausnahme der erwähnten kostenfreien Bereitstellung von Prozesswärme für die Dehydrierung sind mögliche **Synergien** durch eine Kopplung von Prozessen innerhalb der betrachteten Wankungsketten oder mit anderen Prozessen nicht berücksichtigt.

35 Berücksichtigt wird die Kombination von Photovoltaik und Windenergie sowie eine Überdimensionierung der Stromerzeugung, wenn dies aus wirtschaftlichen Gründen vorteilhaft ist beziehungsweise sich als kostensenkend erweist. Für weitere Details dazu siehe Materialband (Schmidt et al. 2022).

Die hier angenommenen Stromkosten erscheinen auf den ersten Blick und im Vergleich zu besonders niedrigen Angaben, beispielsweise aus Saudi-Arabien, als vergleichsweise hoch angesetzt. Denn es ist teilweise von Gestehungskosten für PV-Strom von 1 Dollarcent pro Kilowattstunde und für Windstrom von 2 Dollarcent pro Kilowattstunde die Rede. Diese sehr niedrigen Werte ergeben sich in der Regel allerdings nur bei einer Komplett einspeisung ins öffentliche Stromnetz und optimalen Finanzierungsbedingungen mit einem Kalkulationszins von unter 2 Prozent.³⁶ Beträgt der Zinssatz jedoch beispielsweise 8 Prozent, steigen die in Euro umgerechneten Stromkosten bereits auf 1,41 Eurocent pro Kilowattstunde für PV und 3,36 Eurocent pro Kilowattstunde für Wind. Bei einer leistungsgleichen Mischung aus PV und Wind ergibt dies dann 2,72 Eurocent pro Kilowattstunde. Werden Aufwendungen für die Systemführung (unter anderem Batteriespeicher) und das notwendige Inselnetz, das gebraucht wird, um Verbrauchsanlagen anzuschließen, hinzugezogen, betragen die Stromkosten bezogen auf das EE-Produktionspotenzial schnell 4 Eurocent pro Kilowattstunde. Zusammen mit einer Abregelung von gut 11 Prozent des EE-Produktionspotentials sind die angesetzten 4,5 Eurocent pro Kilowattstunde (bezogen auf die verbrauchte Strommenge) letztlich erreicht.

Alle weiteren Annahmen, die verwendeten Quellen sowie eine detaillierte Herleitung der Berechnungen finden sich im Materialband³⁷.

4.2 Importkosten der Energieträger (ohne Wasserstoffherzeugung)

Die Importkosten werden im ersten Analyseschritt ohne die Ausgaben ausgewiesen, die für die Erzeugung des Wasserstoffs anfallen – zur besseren Vergleichbarkeit können diese für alle Optionen gleichgesetzt werden. In den Berechnungen enthalten sind hingegen die Kosten für alle Prozesse, die der Erzeugung des Wasserstoffs folgen: Dazu zählen die Verdichtung und Verflüssigung von Wasserstoff, die Hydrierung von Trägermaterialien sowie die Synthese von Ammoniak, Methan, Methanol und Fischer-Tropsch-Produkten. Ebenfalls miteinbezogen werden die Kosten zur Gewinnung von CO₂ und Stickstoff im Exportland sowie gegebenenfalls die Kosten für die Dehydrierung der Trägermaterialien in Deutschland.

Abbildung 6 zeigt die Kosten für die verschiedenen Energieträger in Abhängigkeit von der Transportdistanz. Es wird deutlich, dass aus wirtschaftlicher Sicht **keine der Transportoptionen eine universelle Lösung** darstellt. Zur Deckung des künftigen Wasserstoffbedarfs in Deutschland dürfte somit ein **Mix aus Energieträgern und Transportrouten** sinnvoll sein. Während für kurze Distanzen (unter 4.000 Kilometer) vor allem der Transport von gasförmigem Wasserstoff mittels Pipelines die günstigste Option darstellt, kann bei größeren Distanzen der Schiffstransport wirtschaftlicher sein.

Ein klares Ergebnis der Modellrechnungen ist auch, dass eine **Rückgewinnung von Wasserstoff aus Syntheseprodukten in den wenigsten Fällen wirtschaftlich sinnvoll** ist. In der Regel ist die direkte Nutzung der Syntheseprodukte, also von Ammoniak, Methan und Methanol, zielführender. Die einzige sinnvolle

³⁶ Vgl. IRENA 2020.

³⁷ Vgl. Schmidt et al. 2022.

Ausnahme stellt Ammoniak dar: Weil die Erzeugung und der Transport von Ammoniak sehr kostengünstig möglich sind, ist hier die Dehydrierung grundsätzlich eine Option.³⁸

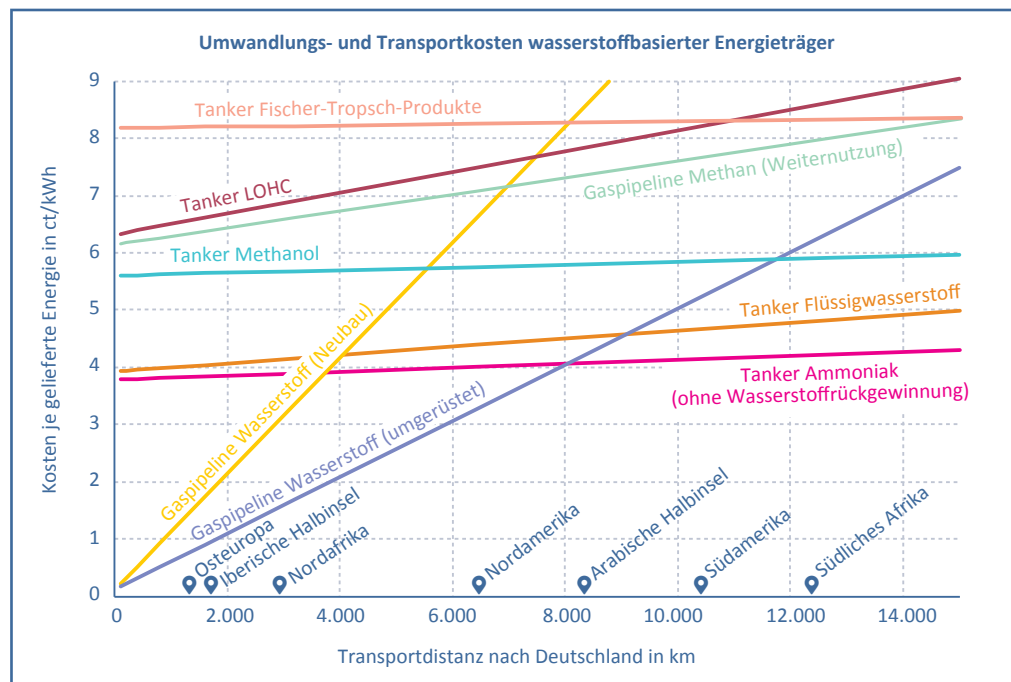


Abbildung 6: Umwandlungs- und Transportkosten verschiedener wasserstoffbasierter Energieträger in Abhängigkeit von der Transportdistanz. Die Aufwendungen für die Wasserstofferzeugung sind in den Daten nicht enthalten. Kosten für die Verdichtung und Verflüssigung von Wasserstoff sowie die Synthetisierung anderer Energieträger (Ammoniak, Methan, Methanol, synthetische Fischer-Tropsch-Produkte) sind hingegen in den abgebildeten Daten berücksichtigt³⁹ (Quelle: eigene Berechnungen).

Die Transportoptionen weisen mit Blick auf die Importkosten eine sehr unterschiedliche **Abhängigkeit von der Transportdistanz** auf:

- Da die Kosten für die Verdichtung von reinem Wasserstoff relativ gering sind, ist der Betrieb von Wasserstoffgaspipelines für kurze Distanzen sehr kostengünstig. Alle anderen Kurven beginnen mit einem „**Offset**“ an der y-Achse, der die Kosten für die Transportbefähigung des Energieträgers darstellt, etwa die Verflüssigung von reinem Wasserstoff für den Tankertransport oder die Methanisierung für den Transport von Methan usw.
- Die Kostensteigerung Abhängigkeit von der Transportdistanz ist für **Pipelines** am stärksten, da dort mit steigender Entfernung sämtliche Kosten kontinuierlich zunehmen.
- Beim **Schiffstransport** hingegen sind die Kosten für die Investitionen und den Betrieb der Anlagen, die für die Transportbefähigung der Energieträger notwendig sind (Verflüssiger, Syntheseanlagen), unabhängig von der Transportdistanz. Die (moderate) Steigung der Kurven wird lediglich durch die relativ geringen Kosten für den eigentlichen Schiffstransport verursacht, die auch von der Schiffsgröße beziehungsweise der transportierten Energiemenge abhängen.

³⁸ Zu der Frage, unter welchen Bedingungen die Wasserstoffrückgewinnung aus Ammoniak wirtschaftlich sinnvoll sein kann, siehe Kapitel 4.4 und Abbildung 8.

³⁹ Die abgebildeten Transportdistanzen für die Beispielregionen in diesem und den folgenden Diagrammen beziehen sich auf die Handelsrouten per Schiff. Diesbezüglich ist zu beachten, dass die Distanzen für Pipelineverläufe von diesen abweichen können.

- Eine Zwischenposition nehmen **LOHC-Tanker** ein. Weil mit zunehmender Distanz die Umläufe jeweils länger dauern, können die Kosten für das Trägermedium⁴⁰ dann auf weniger Zyklen umgelegt werden. Dazu hat das hier betrachtete Trägermedium Benzyltoluol von allen Optionen die geringste Energiedichte. Aus diesem Grund steigen die Kosten für längere Strecken beim LOHC-Transport stärker an als bei den anderen Schiffstransporten.

Wie sich die Importkosten der verschiedenen Transportoptionen zusammensetzen, zeigt Abbildung 7. Die Kosten werden aufgeschlüsselt in

- Aufwendungen für Investitionen in die Umwandlungsanlagen (Kapitalkosten),
- Ausgaben für den Betrieb der Umwandlungsanlagen,
- Kosten für die Hilfsenergie, die zur Nutzung der Umwandlungsanlagen notwendig ist,
- Aufwendungen für die Bereitstellung der Hilfsstoffe (CO₂, N₂ und LOHC-Trägermedium),
- Ausgaben für den Transport der Energieträger und
- Kosten, die durch Wandlungsverluste entstehen.

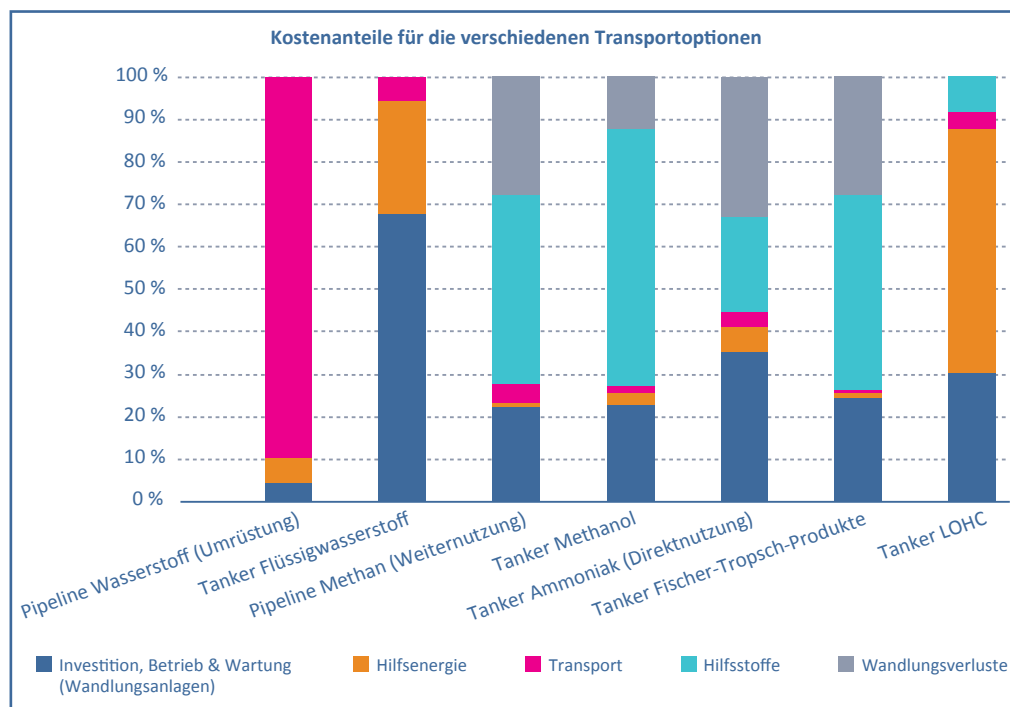


Abbildung 7: Kostenanteile der verschiedenen Transportoptionen für eine gesetzte Transportdistanz von 2.000 Kilometern (Quelle: eigene Rechnungen).

Anhand der Abbildung wird deutlich, dass sich die Kosten teils sehr unterschiedlich zusammensetzen: Beim **Pipelinetransport von Wasserstoff** sind die Aufwendungen für die Verdichtung des Wasserstoffs so gering, dass die Gesamtkosten fast ausschließlich durch die Transportkosten bestimmt werden. Dahingegen verursachen beim **Transport mit Flüssigwasserstofftankern** deren Investition und Wartung

⁴⁰ Für die Berechnungen zur LOHC-Technologie sind Informationen von Herrn Prof. Peter Wasserscheid (Universität Erlangen-Nürnberg/Forschungszentrum Jülich) genutzt worden, die den Autoren im April 2021 zur Verfügung gestellt wurden. Die Berechnungen beziehen sich auf den Beispielträgerstoff Benzyltoluol.

sowie der Betrieb der Verflüssigungsanlagen einen großen Teil der Kosten. Bei der Herstellung und dem Transport der **Kohlenwasserstoffe** dominieren indes die Kosten für die Gewinnung von CO₂ (Anteil Hilfsstoffe), wobei hier in mittel- bis langfristiger Perspektive und mit Fokus auf die zu erreichende Klimaneutralität von Direct Air Capture statt der Nutzung von Punktquellen aus der Industrie usw. ausgegangen wurde. Sofern in Einzelfällen günstigere CO₂-(Punkt)Quellen sinnvoll genutzt werden können, reduziert sich diese Kostenposition auf knapp die Hälfte.⁴¹ Beim **Transport von Wasserstoff mit LOHC** schließlich haben die Kosten für die Wärme, die für die Rückgewinnung des Wasserstoffs notwendig ist, einen großen Anteil.

4.3 Energetische Effizienzen der Transportoptionen

Die energetische Effizienz ist ein zentraler Indikator für den Energieeinsatz. Sie gibt an, wie viel der zu Beginn zur Verfügung stehenden und eingesetzten Energie im Lieferland (in Form von Wasserstoff, (Hilfs-)Strom und Wärme) am Ende der Transportkette, also im Zielland, in Form der importierten Energieträger nutzbar ist. Die Gesamteffizienz ist neben den Kosten ein entscheidender Faktor für die Bewertung der Transportoptionen: Sie weist auf die bereitzustellenden Mengen an Strom und Wasserstoff in den Exportländern hin, aber auch auf den Einsatz von Rohstoffen und Flächen, die für den Aufbau der Erneuerbare-Energien-Anlagen benötigt werden, sowie die Belastungen vor Ort. Bei einer geringen Effizienz der Transportkette ist der Beitrag der synthetischen Energieträger zur CO₂-Minderung bezogen auf die eingesetzten Ressourcen (Energie, Flächen, etc.) in den Exportländern geringer als bei einer hohen Effizienz. Dieser Aspekt ist nicht unerheblich, da in absehbarer Zeit global die Nachfrage nach klimaneutralen Energieträgern voraussichtlich stark steigen wird und deren Verfügbarkeit sogar deutlich übersteigen könnte.

Tabelle 1 zeigt die Wirkungsgrade der analysierten Transportketten. **Besonders effizient** ist der **Transport von Wasserstoff per Pipeline**. Es entstehen nur geringe Verluste, weil die Verdichtung von Wasserstoff vergleichsweise wenig Energie benötigt. Bei der Verflüssigung von Wasserstoff entstehen hingegen höhere Verluste, wodurch der **Wasserstofftransport per Schiff** im Vergleich zur Pipeline einen deutlich geringeren Wirkungsgrad aufweist. Die Transportoptionen, bei denen **Kohlenwasserstoffe** gewonnen werden, sind von einer eher niedrigen Effizienz geprägt, denn die Gewinnung des für die Synthese benötigten Kohlenstoffdioxids mittels Luftwäsche (Direct Air Capture, DAC) ist sehr energieaufwendig. Ebenfalls viel Energie verbraucht die **Rückgewinnung des Wasserstoffs aus LOHC oder Ammoniak**. Daher sind auch diese Optionen weniger effizient als der Transport von gasförmigem Wasserstoff. Entsprechende Effizienzverluste könnten vermieden werden, wenn überschüssige Prozesswärme für die Dehydrierung eingesetzt werden kann. Für die Dehydrierung sind jedoch hohe Temperaturen von 300 Grad Celsius bei LOHC und sogar bis zu 900 Grad Celsius bei Ammoniak erforderlich. Solche Wärmequellen stehen nur in Ausnahmefällen kostenlos zur Verfügung und werden in Zukunft, durch die Umstellung der Wärmeversorgung und von Produktionsprozessen, noch seltener anzutreffen sein.⁴²

⁴¹ Siehe dazu auch den Exkurs im Anschluss an Kapitel 3.7.

⁴² Einer dieser Spezialfälle könnte die Hochseeschiffahrt sein. Über den Antrieb entstehen dort hohe Temperaturen, die auf See nicht anderweitig zu nutzen sind. Würde die Abwärme eingesetzt, um Wasserstoff zu gewinnen, könnte dieser dann wieder als Treibstoff, das heißt für den Antrieb der Schiffe eingesetzt werden.






Transportoption	Distanz	Prozesskette	Wirkungsgrad - bezogen auf den eingesetzten	
			Wasserstoff	EE-Strom
gasförmiger Wasserstoff per Pipeline	1.000 km	 99 % → 99 %	98 %	63 %
	4.000 km	 99 % → 96 %	94 %	61 %
flüssiger Wasserstoff per Schiff	10.000 km	 81 % → 93 %	75 %	49 %
LOHC per Schiff	10.000 km	 99 % → 94 % → 73 %	68 %	44 %
Ammoniak per Schiff (stoffliche Nutzung)	10.000 km	 83 % → 97 %	80 %	52 %
Ammoniak per Schiff mit Wasserstoffrückgewinnung	10.000 km	 83 % → 97 % → 93 %	75 %	49 %
Methan per Pipeline	1.000 km	 63 % → 100 %	63 %	41 %
	4.000 km	 63 % → 99 %	63 %	41 %
Methanol per Schiff	10.000 km	 65 % → 98 %	63 %	41 %
Fischer-Tropsch-Produkte per Schiff	10.000 km	 57 % → 99 %	56 %	37 %

Tabelle 1: Effizienz der betrachteten Transportketten gemessen am Energiegehalt des eingesetzten Wasserstoffs beziehungsweise des eingesetzten EE-Stroms (bei einem Wirkungsgrad der Elektrolyse von 65 Prozent; Kohlenwasserstoffe mit CO₂ aus Direct Air Capture).

Zu beachten ist, dass sich je nach Anwendung die Gesamteffizienz, das heißt die Effizienz von der Erzeugung bis zur Nutzung, ändert, wenn effizientere Technologien in der Anwendung zum Einsatz kommen. So sind beispielsweise Brennstoffzellen in Fahrzeugen deutlich effizienter als herkömmliche Verbrennungsmotoren, was die Gesamteffizienz weiter in Richtung des Imports von reinem Wasserstoff verschiebt. Die Nutzungsseite ist jedoch nicht Teil der vorliegenden Analyse.

4.4 Kostenvergleich verschiedener Optionen zum Transport von Wasserstoff

Ergänzend zu den Importkosten in Kapitel 4.2 werden im Folgenden die verschiedenen Transportoptionen für Wasserstoff einander ausführlich gegenübergestellt. Als Erstes sollen die verschiedenen Optionen zum **Import von reinem Wasserstoff nach Deutschland** genauer betrachtet werden. Hier zeigt sich, dass für kürzere Distanzen bis etwa 4.000 Kilometer der Transport von **komprimiertem Wasserstoff über Pipelines** die wirtschaftlich vorteilhafteste Variante ist (siehe Abbildung 8). Dabei sind für die Pipelines jedoch folgende Aspekte zu beachten: Kleinere Pipelines mit einem Durchmesser von circa 300 Millimetern und einem Transportvolumen von rund 500 Tonnen pro Tag sind bereits bei kurzen Distanzen sehr teuer.⁴³ Im Vergleich dazu sind größere Pipelines mit einem Durchmesser von circa 1.000 Millimetern und einem Transportvolumen von rund 6.000 bis 7.000 Tonnen Wasserstoff pro Tag deutlich günstiger.⁴⁴ Noch günstiger ist die Option, bereits bestehende (Erdgas-)Pipelines für den Transport von Wasserstoff umzurüsten. Diese können auch bei langen Transportstrecken bis oberhalb von 8.000 Kilometern günstiger sein als der Transport von Flüssigwasserstoff mit Tankschiffen.

Mit dem Bau einer Pipeline geht allerdings auch eine **klare räumliche Festlegung** für den Routenverlauf einher. Zudem muss für eine Pipeline eine **hohe und möglichst konstante Auslastung** und damit eine große Menge an zu transportierendem Wasserstoff gewährleistet werden, damit sich der Betrieb wirtschaftlich rechnet. Hinsichtlich der energetischen Effizienz, das heißt der Bilanzierung der in der Transportkette auftretenden Energieverluste, weisen die Wasserstoffpipelines im Vergleich zu anderen Transportoptionen die geringsten Verluste auf (siehe Kapitel 4.3).

Der Transport von **Flüssigwasserstoff per Schiff** wird im Vergleich zum Pipeline-transport erst über lange Strecken wirtschaftlich attraktiv. Können keine bestehenden Pipelines umgerüstet werden, wäre der Transport von flüssigem Wasserstoff per Schiff ab einer Distanz von circa 4.000 Kilometern eine gangbare Option. Besteht hingegen die Möglichkeit zur Umrüstung existierender Erdgaspipelines, ist der Transport per Flüssigwasserstofftanker erst bei Strecken ab etwa 8.000 Kilometern wirtschaftlich sinnvoll. Bei diesem Vergleich ist allerdings zu beachten, dass der Transport von flüssigem Wasserstoff per Schiff deutlich weniger effizient ist als der Transport von gasförmigem Wasserstoff per Pipeline (siehe Tabelle 1).

Ergänzend zu Abbildung 8 zeigt Abbildung 9 für verschiedene Varianten, dass der Transport von Wasserstoff mittels einer Anbindung an **Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC)**⁴⁵ in der Regel über alle Distanzen teurer ist als der Transport von reinem Wasserstoff. Dies gilt selbst für den eher theoretischen Fall, dass überschüssige Prozesswärme⁴⁶ für die Dehydrierung mit einer ausreichend hohen Temperatur kostenfrei zur Verfügung steht (siehe weiter unten und Kapitel 4.3).

43 Dieser Durchmesser entspricht den heute bereits in Betrieb befindlichen Wasserstoffpipelines, zum Beispiel im Ruhrgebiet und an anderen Orten in Europa und den USA.

44 Durchmesser in der Größenordnung von 1.000 Millimetern sind üblich bei Erdgasfernleitungen, zum Beispiel North Stream, MIDAL oder WEDAL. Einzelne Systeme nutzen sogar 1.400 Millimeter Durchmesser, zum Beispiel die OPAL.

45 Als Beispielträgerstoff dient in den Modellrechnungen Benzyltoluol.

46 Um den Wasserstoff vom Trägermaterial (LOHC) zu lösen, sind Temperaturen von etwa 300 Grad Celsius notwendig.

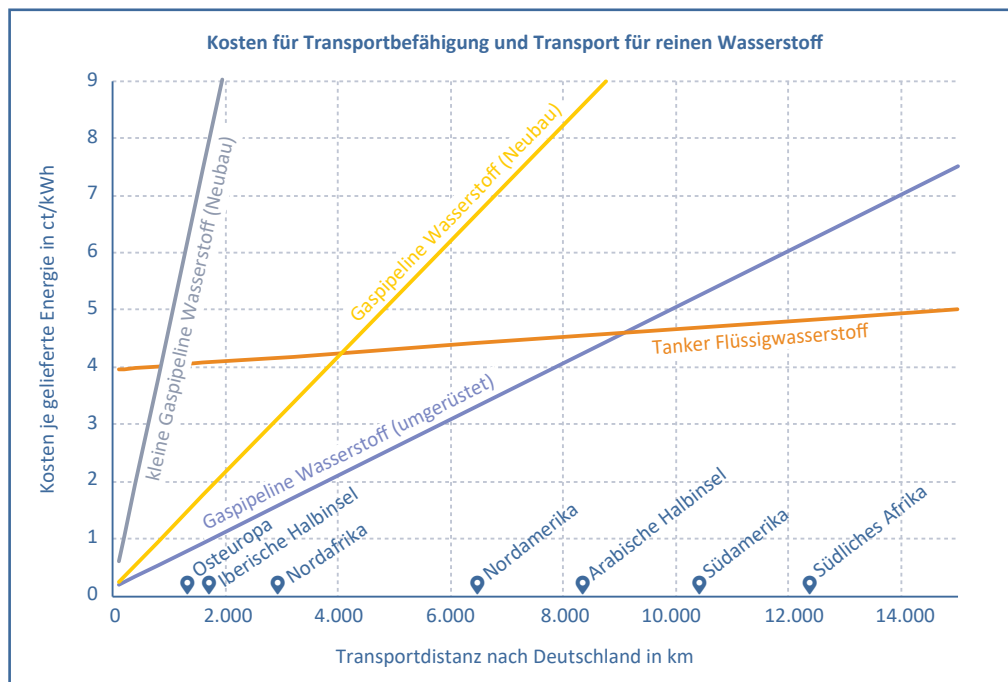


Abbildung 8: Kosten für die Transportbefähigung und den Transport von reinem Wasserstoff per Pipeline und per Schiff in Abhängigkeit von der Transportdistanz. Die Kosten für die Wasserstoffherzeugung sind in den Daten nicht enthalten (Quelle: eigene Berechnungen).

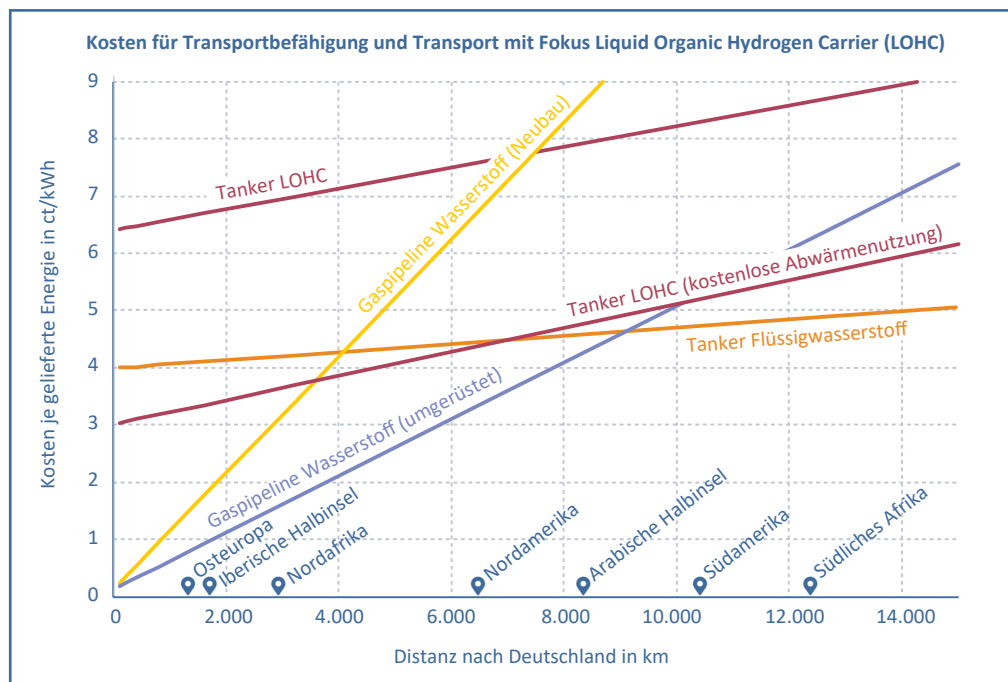


Abbildung 9: Kosten für die Transportbefähigung und den Transport von reinem und an LOHC gebundenen Wasserstoff in Abhängigkeit von der Transportdistanz. Die Kosten für die Wasserstoffherzeugung sind in den Daten nicht enthalten (Quelle: eigene Berechnungen).

Eine weitere Möglichkeit für den Import von Wasserstoff besteht darin, zunächst Ammoniak auf Basis von Wasserstoff herzustellen und diesen dann in Deutschland wieder aus dem Ammoniak zurückzugewinnen. Die Dehydrierung kann trotz der Zusatzaufwendungen wirtschaftlich tragfähig sein, weil der Schiffstransport von Ammoniak unter den Transportoptionen grundsätzlich wirtschaftlich besonders vorteilhaft ist (siehe Abbildung 6). Letzteres gilt für alle Transportdistanzen bei einer direkten stofflichen Verwendung des Ammoniaks, für dessen Einsatz als Energieträger und insbesondere

dann, wenn er aus weiter entfernten Gegenden nach Deutschland importiert wird. Allerdings ist die Rückgewinnung des Wasserstoffs aus Ammoniak ein energieaufwendiger und kostenintensiver Prozess, weil dafür Temperaturen von etwa 900 Grad Celsius notwendig sind. Wie Abbildung 10 zeigt, ist die Option der Dehydrierung aus Ammoniak⁴⁷ somit am Ende deutlich teurer als der Import von Flüssigwasserstoff per Tanker.

Abbildung 10 zeigt auch den seltenen theoretischen Optimalfall einer kostenlos bereitstehenden überschüssigen Prozesswärmenutzung zur Rückgewinnung des Wasserstoffs aus Ammoniak (rosafarbene Linie). Da die hierfür benötigten Temperaturen jedoch sehr hoch sind, wird dieser Fall in der Praxis, wie bereits erwähnt, kaum realisierbar sein. Die rote Linie gibt ein unteres Limit für die Kosten an. Sollte es gelingen, einen integrierten (Chemie-)Prozess aufzubauen, in dem ein Teil der Wärme für die Dehydrierung des Wasserstoffs aus anderen Prozessen kostenfrei genutzt werden könnte, wäre es grundsätzlich denkbar, dass der Transport von Wasserstoff mittels Ammoniak konkurrenzfähig gegenüber dem Transport per Flüssigwasserstofftanker sein könnte. An dieser Stelle besteht jedoch weiterer Forschungsbedarf, um zu klären, ob diese Transportoption zukünftig in einer wirtschaftlich tragfähigen Weise umsetzbar ist.

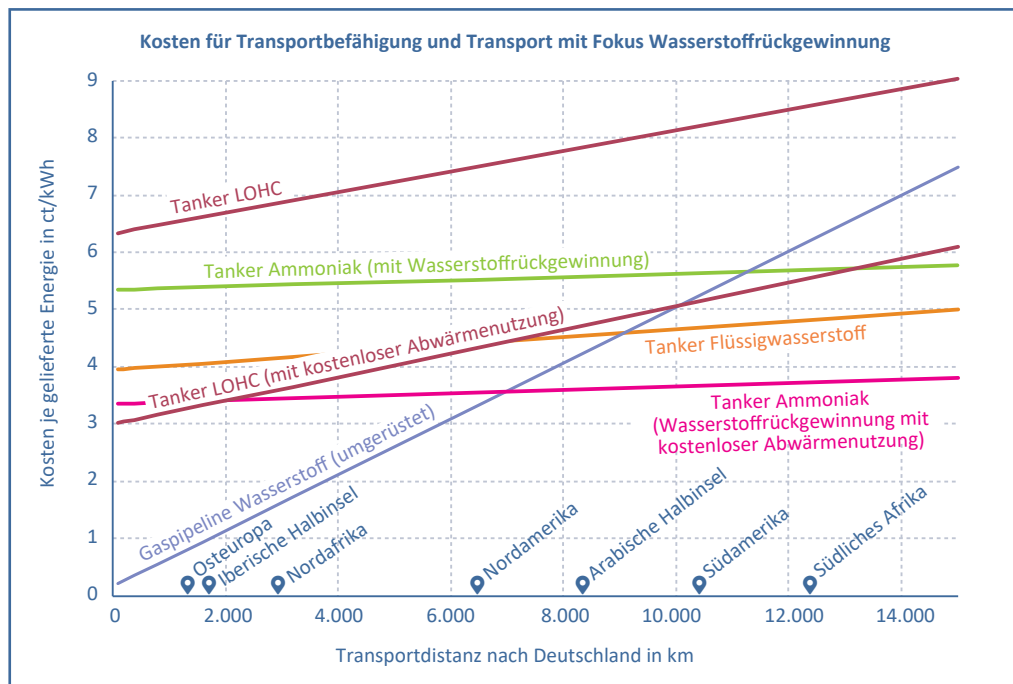


Abbildung 10: Kosten für die Transportbefähigung und den Transport von reinem und an LOHC gebundenem Wasserstoff und sowie Ammoniak in Abhängigkeit von der Transportdistanz.⁴⁸ Die Kosten für die Wasserstoffherzeugung sind in den Daten nicht enthalten (Quelle: eigene Berechnungen).

4.5 Importkosten der Energieträger im Vergleich zu fossilbasierten Referenzfällen (inklusive Wasserstoffherstellung)

In einem letzten Schritt werden die Importkosten der betrachteten Energieträger mit den Preisen konventioneller Energieträger verglichen. Dies erfolgt unter Berücksichtigung unterschiedlich hoher Erzeugungskosten für den grünen Wasserstoff und für verschiedene Transportdistanzen. Die Werte für die fossilbasierten Vergleichsprodukte enthalten dabei

⁴⁷ Für die Prozesswärmebereitstellung wird ein Preis von 10 Cent pro Kilowattstunde angesetzt.

⁴⁸ Preis für die Prozesswärmebereitstellung ohne kostenlose Abwärmenutzung von 10 Cent/Kilowattstunde

einen unterschiedlich hohen CO₂-Preisauflschlag. Da die Preise für Erdgas seit Ende 2021 sehr stark angestiegen sind, werden hier zwei verschiedene Preise als Referenzen gewählt. Für die Wasserstoffherzeugung wurden die Kosten zwischen 2 Euro pro Kilogramm und 4 Euro pro Kilogramm Wasserstoff variiert. Der untere Wert liegt im Bereich optimistischer Schätzungen, die bis 2030 bei sehr guten Standortbedingungen erreichbar sein könnten – große Entwicklungssprünge bei den Elektrolyseuren vorausgesetzt.⁴⁹ Ein Preis von 4 Euro pro Kilogramm Elektrolysewasserstoff wäre grundsätzlich bereits heute bei sehr guten Standortbedingungen erreichbar.⁵⁰ Um festzustellen, bei welchen CO₂-Preisen synthetische Energieträger mit fossilbasierten Energieträgern konkurrenzfähig sind, wurde für 2030 ein beispielhafter CO₂-Preis von 100 und 200 Euro pro Tonne CO₂ angesetzt.

Exkurs: Vergleich von Kosten mit Preisen

In diesem Abschnitt werden die berechneten Kosten für importierten Wasserstoff und dessen Folgeprodukten den Preisen für vergleichbare fossilbasierte und heute im Wirtschaftssystem etablierte Stoffe gegenübergestellt. Dieser Vergleich ist notwendig, weil sich für zukünftig erwartete Optionen keine Preis-, sondern nur Kostenrechnungen aufstellen lassen. Für gegenwärtig etablierte Stoffe stellen hingegen Preise die gängige Werteinheit dar. Ein derartiger Vergleich erfordert allerdings eine entsprechende Sensibilität beim Lesen der Diagramme und der Interpretation der Ergebnisse.

Die Kosten geben an, für welchen Geldbetrag sich ein Gut herstellen lässt. Es gibt dabei unterschiedliche Arten von Kosten, je nachdem, welche Teile der Herstellung mit in die Rechnung einbezogen werden. Gängige Formen sind die sogenannten marginalen Kosten, die nur die variablen Bestandteile (zum Beispiel Energie und Vorprodukte) enthalten und die Vollkosten, in denen auch Fixkosten (zum Beispiel Abschreibung, Wartung und Versicherung der Anlagen) enthalten sind. Weiterhin ist zu berücksichtigen, ob diese Kosten für eine real existierende Anlage berechnet werden oder es sich um eine abstrakte Modellierung handelt.

Im Gegensatz zu den Kosten geben Preise an, für welchen Geldbetrag ein Produkt gekauft werden kann. Sie können sich unter anderem darin unterscheiden, für welche Art von Abnehmern sie gelten (zum Beispiel industrielle Großkunden, staatliche Akteure, gewerbliche Endkunden, private Endkunden) und werden nicht nur durch die Produktionsseite bestimmt. Beeinflusst werden können sie auch durch die Nachfragesituation. Aus dem Unterschied zu den Kosten, das heißt der sogenannten Marge, zieht der Anbieter seinen Betriebsgewinn und deckt weitere Kosten, die nicht direkt der Produktion zugeschrieben werden können.

Die Kosten liegen in der Regel unterhalb der Preise, zumindest im langfristigen Mittel und ohne die Anwesenheit von Subventionen. Unter der Annahme eines funktionierenden Marktes sollte sich im langfristigen Mittel kein großer Unterschied zwischen Vollkosten realer Produktionsanlagen und Preisen ergeben. Ein solcher Vergleich wird hier nicht ganz erreicht, denn die Kostenberechnung ist nur modelliert. Nichtsdestotrotz gibt der hier vorgenommene Vergleich jedoch klare Hinweise dazu, ob eine betrachtete Option zukünftig eine Chance hat, sich aus ökonomischen Gründen im Markt zu etablieren oder nicht und auch, ob das Preisgefüge der unterschiedlichen Stoffe im Vergleich zu heute im Wesentlichen gleichbleibt oder deutliche Verschiebungen zu erwarten sind.

49 Die Rechnungen ergeben beim Rückgriff auf diese ISE-Kosten bei guten Standortbedingungen Wasserstoffherzeugungskosten von rund 3 Euro pro Kilogramm (vgl. Fraunhofer ISE 2021). Allerdings gibt es auch Studien, die bis 2030 von deutlich größeren Kostensenkungen bei Elektrolyseanlagen und von deutlich günstigeren Kosten der Strombereitstellung ausgehen. Im Bestfall werden dort geringere Wasserstoffherzeugungskosten als die hier angesetzte untere Grenze von 2 Euro pro Kilogramm vorausgesetzt (vgl. IEA 2021b).

50 In den hier durchgeführten Rechnungen wäre ein Preis von 4 Euro pro Kilogramm Wasserstoff mit folgenden Parametern für Elektrolyseure bereits heute erreichbar: 750 €/kW_{el} Investitionskosten, 8 Prozent Zinssatz, 3 Prozent der Investitionen/Jahr an Betriebs- und Wartungskosten, 20 Jahre Lebensdauer bei 4.000 Volllaststunden und 5 Cent/kWh Stromkosten.

4.5.1 Wasserstoff

Abbildung 11 stellt die Gesamtkosten für die Erzeugung und den Transport von **grünem Wasserstoff** für verschiedene Transportoptionen im Vergleich zu mittels Dampfpreformierung aus Erdgas hergestelltem Wasserstoff dar. Dabei werden für Erdgas aufgrund des starken Preisanstiegs seit Ende 2021 zwei unterschiedliche Preise als Vergleichswerte zugrunde gelegt. Der Vergleich zeigt, dass grüner Wasserstoff, der bei guten Standortbedingungen erzeugt und über kurze Distanzen transportiert wird, im Jahr 2030 bereits bei CO₂-Preisen unter 100 Euro pro Tonne konkurrenzfähig sein könnte. Dies gilt sowohl für umgerüstete Erdgaspipelines als auch für neugebaute Wasserstoffpipelines. Bei CO₂-Preisen von 200 Euro pro Tonne ist grüner Wasserstoff auch dann eine Alternative, wenn er zu etwas höheren Kosten hergestellt und über weitere Strecken transportiert wird.

Sollten die Erdgaspreise weiterhin hoch bleiben, wäre grüner Wasserstoff, der per Pipeline nach Deutschland transportiert würde, auch dann konkurrenzfähig, wenn er zu höheren Kosten hergestellt würde. Dies wäre insbesondere bei nicht optimalen Standortbedingungen und nur geringen Kostensenkungen für die benötigten Technologien bis 2030 der Fall. Grüner Wasserstoff, der unter guten Standortbedingungen hergestellt und mit Flüssigwassertankern importiert werden würde, wäre bei hohen Erdgaspreisen ebenfalls deutlich früher aus wirtschaftlicher Sicht attraktiv.

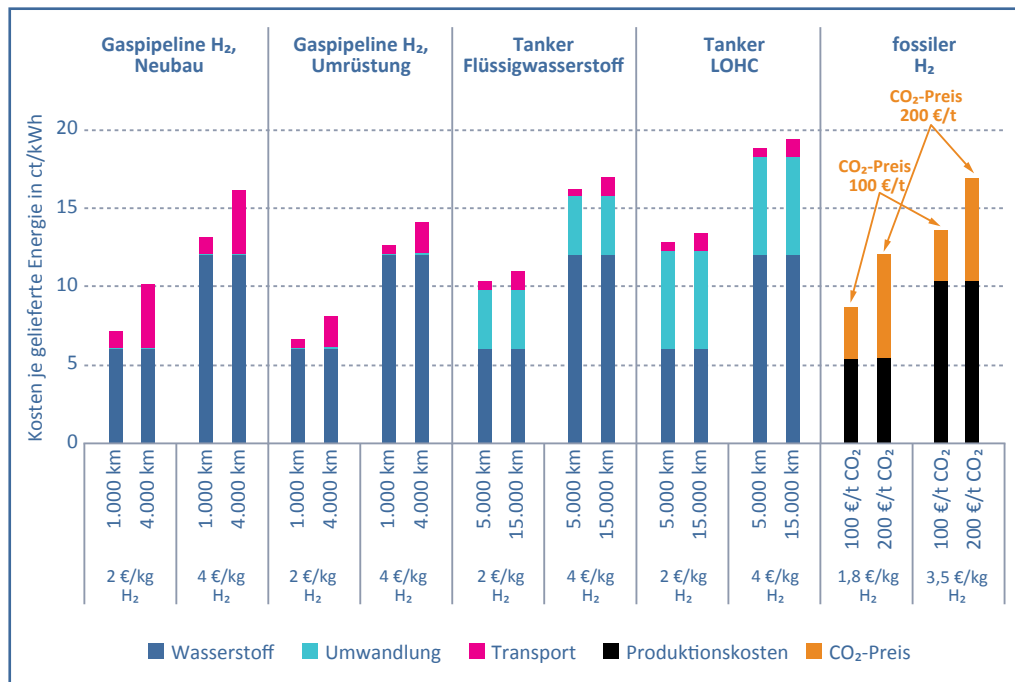


Abbildung 11: Kosten für den Import grünen Wasserstoffs - transportiert per Pipeline, Schiff oder gebunden an LOHC - im Vergleich zu den Kosten von konventionellem Wasserstoff. Die Transportdistanzen sowie die Kosten für die Erzeugung von grünem Wasserstoff variieren, um unterschiedliche Vergleichsoptionen abbilden zu können. Als Pipeline wird in beiden Fällen eine Pipeline mit einem Durchmesser von 1.016 Millimetern und einem Wasserstoffdurchsatz von 6.000 bis 7.000 Tonnen pro Tag angenommen. Für die Kosten des konventionellen Wasserstoffs aus Erdgas-Dampfpreformierung werden Erdgaspreise von 3,5 Cent/kWh (Stand 2020; ohne CO₂-Preis) und 7 Cent/kWh (Stand Januar 2022; ohne CO₂-Preis) zugrunde gelegt.⁵¹ (Quelle: eigene Berechnungen).

51 Vgl. Prognos 2020; Der Verbraucherpreis für Erdgas in der Industrie im Januar 2022 wurde abgeschätzt auf Basis der Entwicklung der Grenzübergangpreise. Dabei wurde angenommen, dass der Anstieg der Grenzübergangspreise in vollem Umfang weitergereicht wurde.

Im Rahmen dieses Vergleichs ist zu berücksichtigen, dass Wasserstoff aus Erdgas derzeit häufig direkt beim Nutzer oder verbrauchsnahe hergestellt wird. In den vorliegenden Rechnungen für grünen Wasserstoff werden nur die Kosten frei Importterminal berücksichtigt – die Kosten für die Wasserstoffverteilung würden daher zusätzlich anfallen. Abbildung 11 verdeutlicht auch noch einmal die Relevanz der **Transportentfernung** bei Pipelines, die beim Schiffstransport kaum eine Rolle spielt.

4.5.2 Synthetisches Methan und Fischer-Tropsch-Produkte

Synthetisches **Methan** und **Fischer-Tropsch-Produkte**, die auf Basis von grünem Wasserstoff hergestellt werden, können fossiles Erdgas oder Erdöl ersetzen. Es zeigt sich beim Vergleich der Kosten für die Erzeugung und den Transport dieser synthetischen Energieträger jedoch ein anderes Bild als beim Wasserstoff: Selbst bei hohen CO₂-Preisen liegen die Kosten für alle Transportdistanzen deutlich über denen der konventionellen Energieträger (siehe Abbildung 12). Das bedeutet, dass sich die synthetischen Energieträger bei CO₂-Preisen von 100 bis 200 Euro je Tonne wirtschaftlich nicht gegen ihre fossilen Äquivalente durchsetzen können. Selbst bei hohen Erdgaspreisen, wie sie Anfang 2022 vorlagen, ändert sich das Verhältnis nicht.

Dieses gegenüber reinem Wasserstoff unterschiedliche Ergebnis hat verschiedene Gründe: Während bei fossilen Energieträgern Wasserstoff erst aus Erdgas hergestellt werden muss und damit ein Folgeprodukt ist, ist bei den synthetischen Kraftstoffen der Wasserstoff das Ausgangsprodukt. Die jeweiligen Energieträger müssen somit zunächst aus Wasserstoff und unter Hinzunahme von Kohlenstoff synthetisiert werden, was synthetisches Methan und Fischer-Tropsch-Produkte teurer als den reinen grünen Wasserstoff macht, der bei ihnen nur ein Ausgangsprodukt ist. Hinzu kommt, dass die Gewinnung des benötigten Kohlenstoffs weitere zusätzliche Kosten verursacht.

Dennoch können eine Reihe von Gründen für den Markthochlauf von synthetischem Methan und Fischer-Tropsch-Produkten sprechen. Zu nennen sind an dieser Stelle insbesondere die Nutzung bestehender Infrastrukturen sowie der Einsatz bei Anwendungen, in denen nicht auf Kohlenwasserstoffe verzichtet werden kann. Der Import der synthetischen Energieträger ist somit dann sinnvoll, wenn deren besondere Eigenschaften (zum Beispiel Kohlenstoffgehalt, Energiedichte, flüssiger Aggregatzustand) für die Anwendung von besonderer Bedeutung sind (siehe dazu auch Kapitel 8).

Aufgrund ihrer herausragenden Lagerungseigenschaften und ihrer Transportfähigkeit ist es wirtschaftlich sinnvoller, die Synthese der Kohlenwasserstoffe bereits im Exportland durchzuführen. Erfolgt die Synthese mit importiertem Wasserstoff hingegen erst in Deutschland, könnte sie dann wirtschaftlich sein, wenn günstige konzentrierte Kohlenstoffdioxidquellen aus unvermeidbaren Emissionen für die Syntheseprozesse herangezogen werden können.

Abbildung 12 und Abbildung 13 zeigen, welche Kosten realisierbar wären, wenn für die Synthese von Methan beziehungsweise von Fischer-Tropsch-Produkten CO₂ aus unvermeidbaren Prozessemissionen eingesetzt würde. Der Vergleich der Kosten für eine Nutzung von CO₂ aus der Luftabscheidung (Direct Air Capture, kurz DAC; 145 Euro pro Tonne) mit industriellen Punktquellen (50 Euro pro Tonne) legt nahe, dass die Kosten für synthetisches Methan und für Fischer-Tropsch-Produkte durch die Verwendung von CO₂ aus Industrieprozessen zwar gesenkt werden können, die Energieträger jedoch immer noch deutlich teurer wären als die fossilen Vergleichsprodukte Erdgas oder Rohöl.

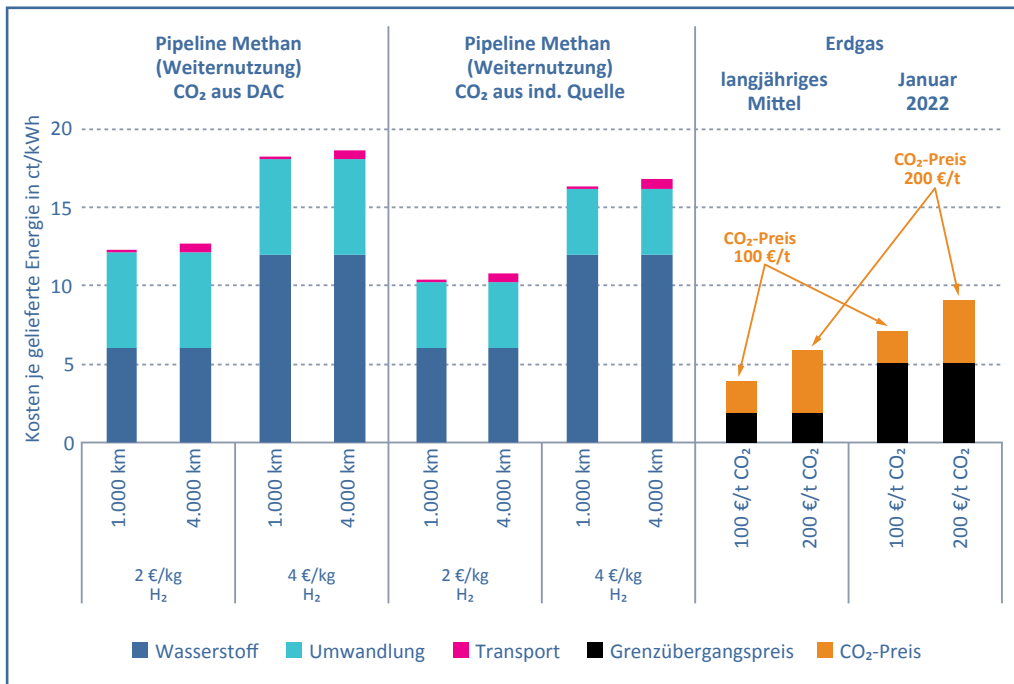


Abbildung 12: Kosten für den Import von synthetischem Methan, erzeugt auf Basis grünen Wasserstoffs mit CO₂ aus DAC oder industriellen Punktquellen, im Vergleich zu fossilem Erdgas. Die Transportdistanzen sowie die Kosten für die Erzeugung grünen Wasserstoffs variieren, um unterschiedliche Vergleichsoptionen abbilden zu können. Die Kosten für CO₂ aus DAC sind mit 145 €/t angesetzt und die Kosten für CO₂ aus industriellen Quellen mit 50 €/t. Für die Kosten des fossilen Erdgases sind 5.300 €/TJ (ca. 1,9 Cent/kWh) im langjährigen Mittel und 14.100 €/TJ (ca. 5,1 Cent/kWh) im Januar 2022 angesetzt.⁵² Das langjährige Mittel entspricht den gemittelten Grenzübergangspreisen von Erdgas über die Jahre 2001 bis 2020 (ohne CO₂-Preis). (Quelle: eigene Berechnungen und Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle).

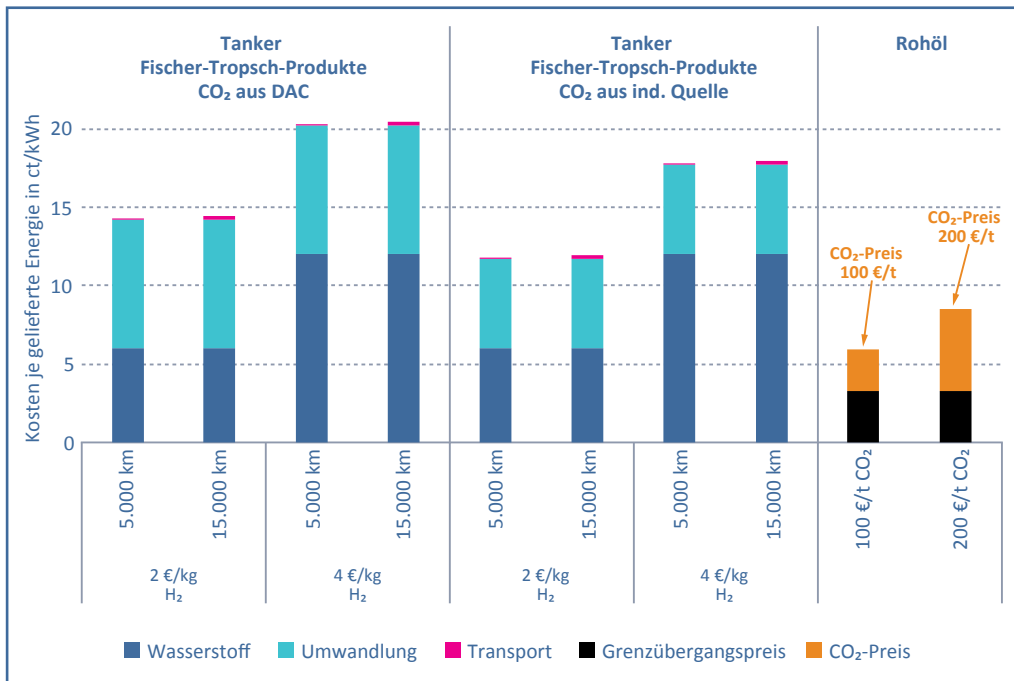


Abbildung 13: Kosten für den Import von Fischer-Tropsch-Produkten, erzeugt auf Basis grünen Wasserstoffs mit CO₂ aus DAC oder industriellen Punktquellen, im Vergleich zu fossilem Rohöl. Die Transportdistanzen sowie die Kosten für die Wasserstoffherstellung variieren, um unterschiedliche Vergleichsoptionen abbilden zu können. Die Kosten für CO₂ aus DAC sind mit 145 €/t angesetzt und die Kosten für CO₂ aus industriellen Quellen mit 50 €/t. Für die Kosten des fossilen Erdöls sind 385 €/t (ca. 53 €/Barrel) angesetzt.⁵³ Dies entspricht den gemittelten Grenzübergangspreisen von Rohöl über die Jahre 2001 bis 2020 (ohne CO₂-Preis). (Quelle: eigene Berechnungen und Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle).

52 Vgl. BAFA 2022

53 Vgl. BAFA o.J.

4.5.3 Ammoniak und Methanol

Zum Abschluss werden die Kosten für die Erzeugung und den Import von synthetischem **Ammoniak** und synthetischem **Methanol** mit den Kosten ihrer jeweils konventionell erzeugten Varianten verglichen. Ähnlich wie reiner Wasserstoff ist mit erneuerbaren Energien hergestelltes Ammoniak bei guten Standortbedingungen und kurzen Transportstrecken bereits bei niedrigen CO₂-Preisen konkurrenzfähig. Im Fall von Methanol hingegen wird es stärker darauf ankommen, zu welchen Preisen der grüne Wasserstoff produziert werden kann und welche CO₂-Preise zu diesem Zeitpunkt gelten werden (siehe Abbildung 14). Synthetisches Methanol wäre laut den Berechnungen bereits bei niedrigen CO₂-Preisen konkurrenzfähig, wenn für die Methanolsynthese CO₂ aus industriellen Punktquellen eingesetzt würde.

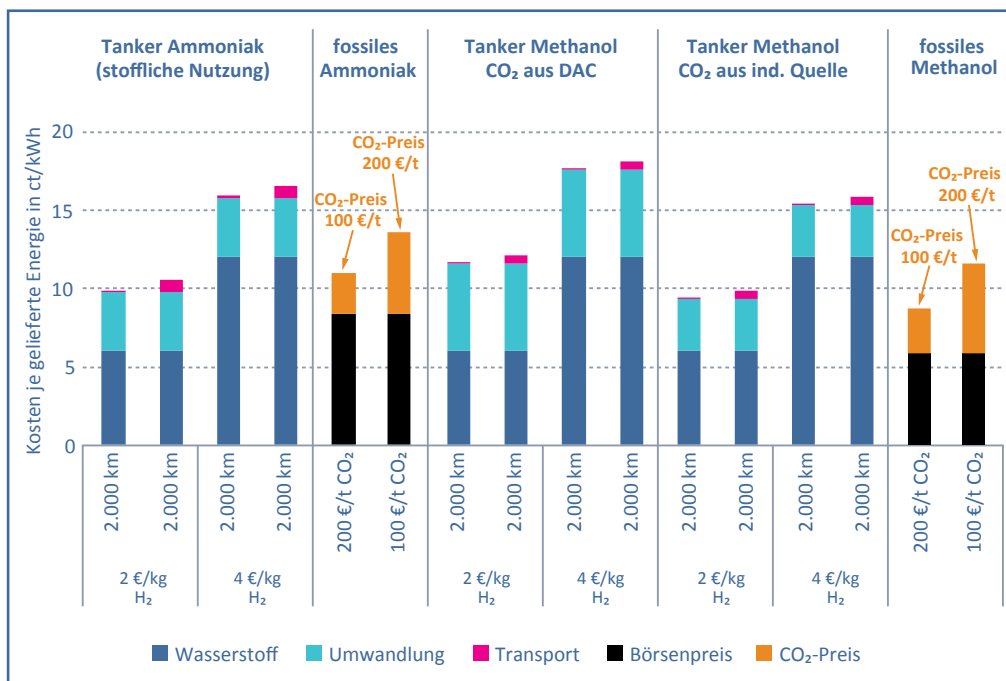


Abbildung 14: Kosten für Ammoniak und Methanol auf Basis grünen Wasserstoffs im Vergleich zu den Kosten der jeweils vergleichbaren fossilen Energieträger. Die Transportdistanzen sowie die Kosten für die Wasserstoffherzeugung variieren, um unterschiedliche Vergleichsoptionen abbilden zu können. Die Kosten für CO₂ aus DAC sind mit 145 €/t angesetzt und die Kosten für CO₂ aus industriellen Quellen mit 50 €/t. Für die Kosten der fossilen Energierohstoffe sind 430 €/t für Ammoniak⁵⁴ und 340 €/t für Methanol⁵⁵ angesetzt. Dies entspricht den gemittelten Großhandelspreisen in Europa zwischen 2011 und 2020.⁵⁶ (Quelle: eigene Berechnungen und Green Markets via Bloomberg sowie Methanex).

Abbildung 15 zeigt zusammenfassend die Kosten für die Erzeugung und den Transport aller in diesem Kapitel diskutierten Energieträger bei verschiedenen Wasserstoffherzeugungskosten und einem variierenden CO₂-Preis. Die verschiedenen Kostenanteile für die Transportbefähigung (Verdichtung, Verflüssigung), die Synthese der Energieträger, die Hilfsstoffe (Kohlenstoff, Stickstoff) sowie für mögliche Wandlungsverluste sind in dieser Abbildung unter „Aufbereitung und Transport“ zusammengefasst. Die Kosten für den Import des Wasserstoffs setzen sich damit aus den Erzeugungskosten (blau) und den Kosten für die Aufbereitung und den Transport (magenta) zusammen. Orange

⁵⁴ Mittelwert der Großhandelspreise in Westeuropa für die Jahre 2011 bis 2020 (vgl. Elten et al. 2021).

⁵⁵ Mittelwert der Großhandelspreise in Europa für die Jahre 2011 bis 2020 (vgl. Methanex 2022).

⁵⁶ In den Großhandelspreisen ist der CO₂-Preis, der durch den EU-Emissionshandel (EU-ETS) gesetzt ist, bereits enthalten. Allerdings beträgt der Zertifikatspreis im EU-ETS gemittelt über die Jahre 2011 bis 2020 lediglich etwa 10 Euro.

dargestellt sind die unterschiedlichen Preisaufschläge für die emittierten Treibhausgase, was dem CO₂-Preis entspricht.

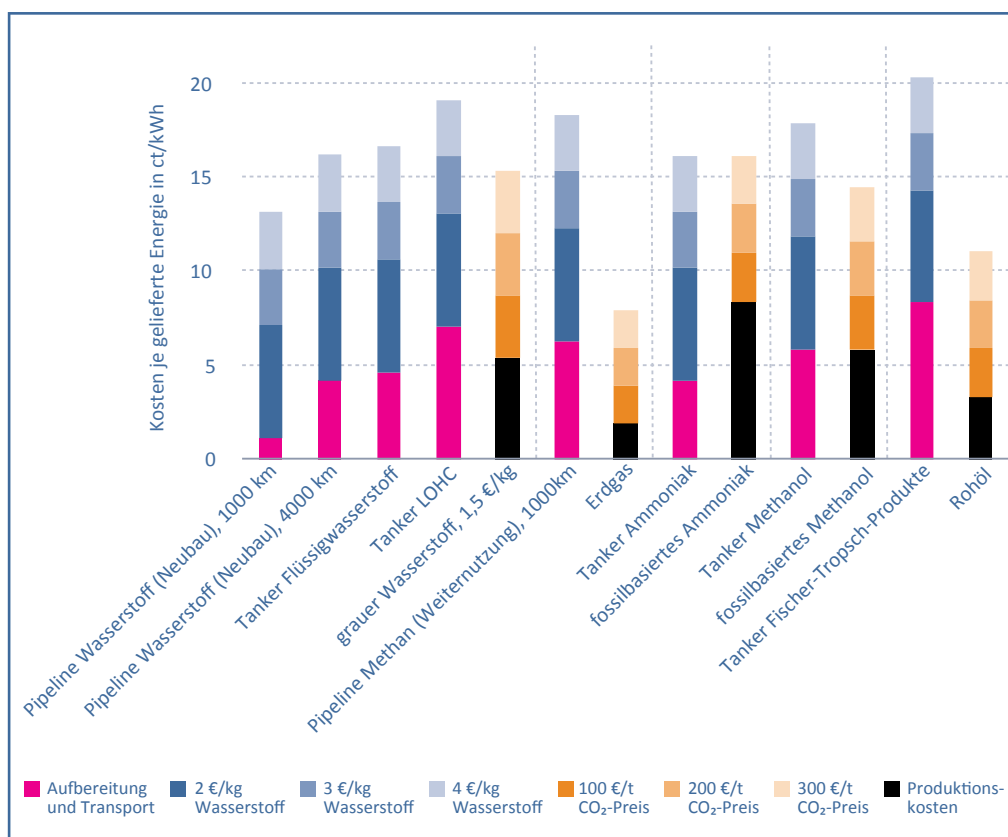


Abbildung 15: Vergleich der Kosten der synthetischen Energieträger mit den jeweiligen fossilen Äquivalenten. Die Kosten werden variiert für verschiedene Herstellungspreise des Wasserstoffs sowie über verschiedene CO₂-Preise für die fossilen Energieträger. Die Kostenannahmen für fossile Energieträger entsprechen denen in Abbildung 11 bis Abbildung 14 (Quelle: eigene Berechnungen).

4.6 Wichtige Einflussfaktoren in den Modellrechnungen

Viele verschiedene Eingangsdaten und Annahmen beeinflussen die Ergebnisse der Modellrechnungen. Teilweise wurden diese Einflussfaktoren bereits diskutiert, insbesondere die Herstellungskosten von Wasserstoff, Transportdistanz, Kosten für die CO₂-Gewinnung sowie steigenden Erdgaspreise. Darüber hinaus wirken folgende Parameter und Annahmen stark auf die Ergebnisse ein:

- Die **Stromkosten** beeinflussen vor allem die Wasserstoffkosten, aber auch die Aufwendungen für die Verflüssigung des Wasserstoffs, die Synthesekosten und gegebenenfalls auch die Ausgaben für die Dehydrierung, das heißt die Herauslösung des Wasserstoffs aus den Wasserstoffträgern.
- Die **Auslastung** der verwendeten Anlagen (Elektrolyse, Verflüssiger, Syntheseanlagen, Pipelines) kann ebenfalls stark die Kostenstruktur beeinflussen. Eine hohe Auslastung der Anlagen ist überall dort wichtig, wo die Investitionskosten besonders hoch sind. Dabei wirkt sich die Auslastung gegenläufig zu den Stromkosten aus: Die minimal sinnvolle Auslastung entspricht den Volllaststunden der Stromerzeugung. Je höher die Auslastung darüber hinaus gesteigert wird, desto teurer wird der Strom aus Wind und Solarenergie, denn desto mehr Erzeugungsspitzen können bei den erneuerbaren Energien nicht genutzt oder müssen sogar mittels

Zwischenspeicherung in erzeugungsarme Zeiten verschoben werden, was zusätzliche Kosten verursacht. Hier muss ein Optimum gefunden werden, das die Kosten für die Strombereitstellung mit den Kosten einer Minderauslastung ausbalanciert. Dies wurde in den Rechnungen überschlägig gemacht (Details siehe Materialband⁵⁷).

- Der **kalkulatorische Zinssatz** und die **Abschreibungsdauer** beeinflussen die Kosten aller kapitalintensiven Elemente der Transportoptionen (wie auch der vor- und nachgelagerten Elemente). Wird beispielsweise der in den Modellrechnungen angesetzte kalkulatorische Zinssatz von 8 auf 6 Prozent reduziert, verringert sich die Annuität, das heißt, die jährlichen Kapitalkosten sinken bei einer Abschreibungsdauer von 20 Jahren um etwa 14 Prozent. Umgekehrt steigen diese Kapitalkosten um 15 Prozent, wenn sich der kalkulatorische Zinssatz auf 10 Prozent erhöht.

An dieser Stelle sei erneut betont, dass die Bezugsgröße der Berechnungen in der vorliegenden Untersuchung das **Jahr 2030** ist. Längerfristige technologische Entwicklungen können somit die Kosten der einzelnen Energieträger und die Energieeffizienz der Transportoptionen gegeneinander verschieben.

Exkurs: Was ist günstiger, die Synthese in Deutschland oder der Import der Syntheseprodukte?

Bei Syntheseprodukten wie Ammoniak, Methanol und Fischer-Tropsch-Produkten, die auf Basis von grünem Wasserstoff hergestellt werden, ist es grundsätzlich möglich, sie **am Ort der Wasserstoffherstellung** zu synthetisieren oder alternativ den grünen Wasserstoff nach Deutschland zu transportieren und die **Synthese in Deutschland** vorzunehmen. Welcher Pfad im jeweiligen Fall wirtschaftlicher ist, lässt sich durch die Modellrechnungen nicht abschließend beantworten – es gibt Faktoren und Argumente, die für beide Pfade sprechen. Eine finale Bewertung ist nur bei einer genauen Bewertung der gesamten Herstellungskette möglich, die neben den unterschiedlichen Standortbedingungen (etwa Lohnkosten, Vorhandensein notwendiger Infrastrukturen, etc.) auch integrierte Prozesse berücksichtigt, die insbesondere in der chemischen Industrie eine große Rolle spielen.

Dennoch geben die hier vorgestellten Berechnungen Hinweise darauf, welche Faktoren für die Bewertung entscheidend sein können. So ist es bei einer isolierten Betrachtung der Versorgung mit **Ammoniak** fast immer günstiger, dieses bereits fertig synthetisiert zu importieren. Für den Fall, dass es bei Bestandsanlagen in integrierten Chemieparcs Synergien aus der Ammoniaksynthese mit anderen Prozessen gibt, die einen zusätzlichen Deckungsbeitrag generieren, kann sich eine Synthese allerdings weiterhin vor Ort lohnen – vorausgesetzt es sind günstige Wasserstoffimporte⁵⁸ oder entsprechend preiswert erzeugter inländischer Wasserstoff verfügbar. Beim **Methanol** zeigt sich, dass eine Synthese im Inland nur wirtschaftlich sinnvoll ist, wenn eine günstige CO₂-Punktquelle im Inland zur Verfügung steht (etwa aus industriellen Prozessen). In einem solchen Fall könnte dann selbst der Neubau der Anlagen zur CO₂-Gewinnung und zur Methanolsynthese in Deutschland wirtschaftlicher sein als Methanolimporte mit CO₂, das mittels Luftzerlegung (DAC) gewonnen wird.

⁵⁷ Vgl. Schmidt et al. 2022.

⁵⁸ Import über große Pipeline aus dem europäischen Ausland oder maximal Nordafrika

5 Qualitativer Vergleich der Transportoptionen

Für eine umfassende Bewertung der Wasserstofftransportoptionen und deren schnelle Realisierbarkeit spielen auch solche Faktoren eine Rolle, die über die in den Berechnungen aufgezeigten Kosten und Energieeffizienzen (siehe Kapitel 4) hinausgehen. Zu diesen eher qualitativen Aspekten zählt beispielsweise, ob für den Transport auf bestehende Infrastrukturen zurückgegriffen werden kann und ob rechtliche oder politische Hindernisse dem Aufbau globaler Lieferketten im Wege stehen. Des Weiteren sind besondere Sicherheits- und Umweltrisiken beim Transport der Energieträger zu beachten. Um diese ergänzenden Aspekte bei der Bewertung der Transportoptionen zu berücksichtigen, entwickelte die Arbeitsgruppe das in diesem Kapitel dargestellte Kriterien-Set. Bei der Betrachtung der vorgestellten Analyseergebnisse ist zu beachten, dass unvorhergesehene dynamische Entwicklungen, wie beispielsweise die deutlich stärkere Fokussierung auf LNG-Lieferungen aus dem Ausland infolge des Überfalls Russlands auf die Ukraine, die Grundannahmen der vorgenommenen Bewertung verschieben können.

5.1 Bewertungskriterien

Folgende **zusätzliche Kriterien** hat die Arbeitsgruppe für eine breiter gefasste Bewertung der verschiedenen Transportoptionen definiert:

- 1. Erwarteter Umsetzungshorizont:** Mit welchem Zeithorizont ist vom Vertragsabschluss bis zur ersten kommerziellen Lieferung zu rechnen? Das Kriterium fokussiert sich auf den Transport der Energieträger und wird unabhängig von der Verfügbarkeit des (grünen) Wasserstoffs bewertet. Dabei werden nicht nur technische, sondern auch planerische und organisatorische Aspekte berücksichtigt.
- 2. Vorhandene Importinfrastrukturen:** Existieren bereits Infrastrukturen, die für einen Import der Energieträger nach Deutschland genutzt werden können? Sollte es in Deutschland an Importinfrastrukturen fehlen, sind dann innerhalb Europas entsprechende Infrastrukturen vorhanden, über die zeitnah ein Weitertransport nach Deutschland realisiert werden kann?
- 3. Politischer und gesetzlicher Rahmen:** Wie gering ist der politische und regulatorische Aufwand, um die für die Nutzung der jeweiligen Transportoption notwendigen Rahmenbedingungen zu schaffen? Wie wahrscheinlich ist die als erforderlich erachtete Anpassung des Rechtsrahmens bis 2030?
- 4. Pfadabhängigkeiten und Lock-in-Effekte:** Besteht bei einer starken Fokussierung auf eine bestimmte Transportoption das Risiko, vorhandene Abhängigkeiten zu verfestigen oder neue unerwünschte Abhängigkeiten zu schaffen? Entsprechende Abhängigkeiten können beispielsweise geopolitischer (zum Beispiel Abhängigkeit von einzelnen Exportländern), infrastruktureller (zum Beispiel geographische Abhängigkeit über bestehende Pipeline), wirtschaftlicher (zum Beispiel

Festlegungen durch getätigte Investitionen, Gefahr von „stranded assets“) oder energetischer (zum Beispiel Festlegung auf einzelne Energieträger) Art sein.

5. **Energiesystemstabilität:** Können die betrachteten Energieträger flexibel im Energiesystem des Jahres 2030 eingesetzt werden? Lässt sich durch ihre Anwendung die Versorgungssicherheit im deutschen und auch im europäischen Gesamtsystem etwa in Zeiten mit geringem Wind- und Solarstromaufkommen erhöhen?
6. **Umweltwirkungen:** Sind die Gefahren für Umwelt, Flora und Fauna im Fall von Leckagen oder Unfällen gering beziehungsweise wie ausgeprägt ist die Toxizität der betrachteten Energieträger?
7. **Sicherheit:** Wie gering sind die Gefahren für Menschen im direkten Umgang mit dem Transportmedium, für nicht unmittelbar Beteiligte und für Sachgüter wie Gebäude und technische Einrichtungen? Wie gering ist die Gefahr von Unfällen mit erheblichen Schäden?

Die Bewertung erfolgt anhand einer **fünfstufigen Skala**. Doppelminus (- -) stellt dabei jeweils die negativste, Doppelplus (+ +) die positivste Ausprägung dar. So bedeutet beispielsweise eine Bewertung mit einem Doppelminus beim Kriterium Importinfrastrukturen, dass bisher keine Infrastrukturen vorhanden sind, während es bei den Umweltwirkungen anzeigt, dass das Transportmedium sehr toxisch ist und von ihm eine sehr hohe Gefährdung ausgeht. Eine ausführliche Darstellung der einzelnen Bewertungskriterien und des Bewertungsschemas findet sich im Materialband.⁵⁹

Die vorliegende Bewertung nach dem aktuellen Stand der Technik basiert auf den Einschätzungen der Mitglieder der Arbeitsgruppe „Wasserstoffwirtschaft 2030“ sowie Literaturrecherchen. Die Ergebnisse wurden in der Arbeitsgruppe intensiv diskutiert sowie durch die Hinzunahme von Einschätzungen weiterer Expertinnen und Experten validiert.

5.2 Ergebnisse der qualitativen Bewertung

Tabelle 2 bietet einen Überblick über die qualitative Bewertung der Transportoptionen anhand der dargestellten Kriterien. Dabei wird deutlich, dass keine der Optionen durchweg positiv zu bewerten ist, sondern alle jeweils spezifische Vor- und Nachteile aufweisen. Im Folgenden werden die zentralen Ergebnisse für die genannten Bewertungskriterien dargestellt. Die Realisierungserfordernisse, die sich nicht allein, aber auch aus den hier betrachteten Aspekten ergeben, werden in Kapitel 8 eingehend diskutiert.⁶⁰

⁵⁹ Schmidt et al. 2022.

⁶⁰ Als ergänzende Quellen vgl. Kölling 2021 und IEA 2021a.

	Umsetzungs- horizont	vorhandene Import- infrastruktur	politisch- gesetzlicher Rahmen	Pfadabhängig- keiten/ Lock- ins	Energiesys- temstabilität	Umwelt- wirkungen	Sicherheit
Wasserstoff (umgerüstete Pipeline)	+	0	+	0	+	++	0
Wasserstoff (neue Pipeline)	-	-	0	0	+	++	0
Flüssigwasser- stoff (Schiff)	-	--	-	+	+	++	0
Methan (Pipeline) CO ₂ aus Indust- rieprozessen	++	++	++	-	+	0	0
Methan (Pipeline) CO ₂ aus DAC	-	++	++	-	+	0	0
Ammoniak (Schiff) stoffliche Nut- zung	++	+ bis ++	+	0	0	--	-
Ammoniak (Schiff) mit H ₂ -Rück- gewinnung	0 bis - (6-7 Jahre)	+	0	0	-	--	-
Methanol (Schiff) CO ₂ aus Indust- rieprozessen	++	++	+ bis ++	+	0	0	0
Methanol (Schiff) CO ₂ aus DAC	-	++	+ bis ++	+	0	0	0
LOHC (Schiff) Rückgewin- nung zentral	-	0 bis +	+	-	-	--	+ bis ++
LOHC (Schiff) Rückgewin- nung dezentral	-	0 bis +	+	--	0	--	+ bis ++
synthetische FT-Produkte (Schiff) CO ₂ aus Indust- rieprozessen	++	++	++	0 bis -	+	--	+
synthetische FT-Produkte (Schiff) CO ₂ aus DAC	-	++	++	0 bis -	+	--	+

Tabelle 2: Bewertung der betrachteten Transportoptionen anhand ausgewählter qualitativer Kriterien.

Umsetzungshorizont

Bewertungsskala:

-- \triangle > 10 Jahre, - \triangle 8-10 Jahre, 0 \triangle 6-7 Jahre, + \triangle 3-5 Jahre, ++ \triangle 0-2 Jahre

++ Damit eine Transportoption in einem wirtschaftlich relevanten Maßstab realisiert werden kann, müssen alle Elemente der Prozesskette kommerziell verfügbar sein. Besonders schnell – das heißt voraussichtlich innerhalb der nächsten zwei Jahre – wäre dies bei den synthetischen Kohlenwasserstoffen **Methan, Methanol** und **Fischer-Tropsch-Produkten** möglich, wenn der für die Herstellung benötigte Kohlenstoff aus (absehbar unvermeidbaren) industriellen Punktquellen wie Zementwerken oder Bioethanolanlagen genutzt werden könnte. Allerdings werden diese Quellen nur relativ kleine Teile des Kohlenstoffbedarfs für die Produktion von Methanol und synthetischen Fischer-Tropsch-Produkten abdecken können, weshalb sie lediglich eine Teillösung darstellen, die allerdings wegen ihrer kurzfristigen Erschließbarkeit einen raschen Markteintritt erlaubt.

Vergleichbar ist die Lage bei der Herstellung und dem Import von **Ammoniak**, wenn es direkt stofflich zur Anwendung kommt, denn die relevanten Technologien sind auch hier voll entwickelt und zeitnah einsetzbar.

+ Für den **Wasserstofftransport per Pipeline** sind alle Technologien grundsätzlich vorhanden. Bei Pipelines handelt es sich jedoch um große Infrastrukturen, deren Errichtung Zeit benötigt. Werden allerdings bestehende Erdgaspipelines für Wasserstoff umgerüstet, ist eine Umsetzung in voraussichtlich 3 bis 5 Jahren möglich.

0 Obwohl die Technologien für die Produktion und den Import von **Ammoniak** bereits großtechnisch verfügbar sind, verschiebt sich der Umsetzungshorizont, wenn das Ammoniak nicht stofflich genutzt wird, sondern der in ihm gebundene **Wasserstoff zurückgewonnen** werden soll. Dieses sogenannte Cracken ist technisch noch nicht ausgereift.

- Soll für die Herstellung von synthetischen Kohlenwasserstoffen (**Methan, Methanol, Fischer-Tropsch-Produkte**) Kohlenstoff aus der Luft verwendet werden, ist mit einem Umsetzungshorizont des Imports von etwa 8 bis 10 Jahren zu rechnen, da die Luftwäsche (Direct Air Capture) technisch noch nicht reif für eine großindustrielle Anwendung ist.

Für den **Neubau von Pipelines zum Transport reinen Wasserstoffs** ist ebenfalls ein Umsetzungszeitraum von 8 bis 10 Jahren wahrscheinlich, da die Planung, Trassierung und Verlegung neuer Pipelines entsprechend Zeit benötigt. Beim **Transport von Flüssigwasserstoff per Schiff** fehlen aktuell sowohl die Transportkapazitäten in Form von Tankern als auch die Anlandungsinfrastrukturen. Für deren Bau beziehungsweise Errichtung sind ebenfalls rund 8 bis 10 Jahre zu veranschlagen.

Bis alle Technologien marktreif und großskalig zur Verfügung stehen, ist auch beim **Wasserstofftransport mittels LOHC**, unter anderem wegen des noch bestehenden Entwicklungsbedarfs und des Aufbaus der Dehydrierungs- und Rückführungsinfrastrukturen, ein Umsetzungshorizont von etwa 8 bis 10 Jahren zu erwarten.

Vorhandene Importinfrastrukturen

Bewertungsskala:

-- \triangle nichts vorhanden, ++ \triangle alles vorhanden

- ++ Für den Import von synthetischem **Methan, Methanol** und **synthetischen Fischer-Tropsch-Produkten** könnten die bestehenden Transportinfrastrukturen, die bislang dem Transport fossilbasierter Energieträger dienen, ohne größere Anpassungen mit- und weitergenutzt werden.
- + Für den Import von **Ammoniak** können bestehende Importstrukturen für konventionell erzeugtes Ammoniak genutzt werden. Um allerdings den gesamten heutigen Bedarf in Deutschland vollständig über grünes Ammoniak aus Importen decken zu können, müssten die Ammoniakimportinfrastrukturen ausgebaut werden. Denn aktuell werden nur rund 22 Prozent des in Deutschland benötigten Ammoniaks importiert und etwa drei Viertel des Bedarfs am Standort der Nutzung, auf der Basis von Erdgas und Stickstoff aus Luftzerlegungsanlagen, erzeugt.⁶¹ Soll der gebundene Wasserstoff aus dem Ammoniak zurückgewonnen werden, sind zusätzlich die entsprechenden Dehydrierungsanlagen (Cracker) aufzubauen.
- o Mit einem gewissen technischen Aufwand können bestehende Erdgaspipelines für den **Wasserstofftransport** umgerüstet werden.

Für den Import von **LOHC** erscheint eine Nutzung bestehender Strukturen für Dieselkraftstoffe nach entsprechender Umwidmung möglich. Die zur Rückgewinnung des Wasserstoffs notwendigen Dehydrierungsanlagen fehlen jedoch vollständig. Sollte der Wasserstoff nicht zentral am Ankunftsort, sondern am Ort der jeweiligen Nutzung vom Trägermaterial getrennt werden, müsste das Trägermaterial über weitere Infrastrukturen rückgeführt werden. Diese existieren allerdings noch nicht und zu klären ist, ob beziehungsweise inwieweit sich bestehende Infrastrukturen wie Tankstellen usw. für eine solche Rückführung eignen.

- Größere **Pipelines für den Transport von reinem Wasserstoff** existieren zwar bisher nicht, allerdings können für den Bau von neuen Wasserstoffpipelines gegebenenfalls bestehende Trassen von Erdgaspipelines genutzt werden. Das würde den Realisierungsaufwand, beginnend bei der Trassenfestlegung bis hin zu den eigentlichen Trassierungsarbeiten, erheblich senken können.
- Für den Import von **flüssigem Wasserstoff per Schiff** existieren bislang keine Infrastrukturen. Neben den Schiffsflotten müssten daher auch Anlandungsterminals in Häfen aufgebaut werden.

61 Vgl. Destatis 2022a und Destatis 2022b.

Politischer und gesetzlicher Rahmen

Bewertungsskala:

-- \triangle **geringe Umsetzungswahrscheinlichkeit und hoher Aufwand**

++ \triangle **hohe Umsetzungswahrscheinlichkeit und geringer Aufwand**

++ Für synthetisches **Methan** und **synthetische Fischer-Tropsch-Produkte** bestehen bereits Regularien, die weiterhin gültig wären.

+ Mit geringen Abstrichen gilt dies auch für synthetisches **Methanol**, das als Kraftstoffadditiv und Chemierohstoff eingesetzt wird, sowie für **Ammoniak**, das als Chemierohstoff bereits umfassend reguliert ist. Für beide existiert jedoch ebenso wie für **LOHC** bislang kein Rechtsrahmen für die Anwendung als Energieträger. In allen drei Fällen könnte aber auf bestehendem Recht aufgesetzt werden. Dabei wird für LOHC von einer Analogie zum Dieselmotorkraftstoff ausgegangen.

o Für die **Rückgewinnung von Wasserstoff aus Ammoniak** müssten Regularien geschaffen werden, wodurch diese Option etwas schlechter als die stoffliche Nutzung von Ammoniak bewertet wird.

Für den Neubau von Pipelines für **gasförmigen Wasserstoff** wären aufwendige Planungs- und Genehmigungsprozesse einschließlich der Trassenfindung und -festlegung notwendig. Diese würden bei einer Umrüstung bestehender Erdgaspipelines auf Wasserstoffbetrieb zwar entfallen (daher die bessere Bewertung), dennoch besteht die Notwendigkeit, offene Fragen für die Regulierung von Wasserstofftransportnetzen schnell zu klären, um zeitnah Investitionsentscheidungen treffen zu können. Dazu zählt zum Beispiel, in welcher Form nach der Umrüstung einer Erdgaspipeline auf Wasserstoff eine neue Betriebserlaubnis auszustellen ist.

- Für den Schifftransport von **flüssigem Wasserstoff** fehlt ein spezifischer regulatorischer Rahmen noch nahezu vollständig.

Pfadabhängigkeiten und Lock-in-Effekte

Bewertungsskala:

-- \triangle hohe Gefahr, ++ \triangle keine Gefahr

- + Die geringsten Risiken für langfristige Pfadabhängigkeiten bestehen beim Import von **flüssigem Wasserstoff** und **Methanol**, da beide einerseits für diverse Anwendungen eingesetzt werden können und andererseits durch den Schiffstransport keine räumliche Festlegung auf einzelne Erzeugungsländer erfolgen muss.
- o Beim Import von **gasförmigem Wasserstoff**, der sehr vielseitig genutzt werden kann, erfolgt durch die Errichtung der Pipeline eine geographische Festlegung.

Wird auf einen großtechnischen Import von Fischer-Tropsch-Produkten gesetzt, sollte darauf geachtet werden, dass auf der Abnehmerseite ausreichend Anreize geschaffen werden, um – wenn möglich – zeitnah auf alternative Energieträger umzusteigen. Ansonsten besteht die Gefahr der Verzögerung erforderlicher Transformationsprozesse. Entwicklung und Diffusion von Alternativtechnologien wie beispielsweise der Elektromobilität könnten durch Attentismus im Sinne der Erwartung gebremst werden, dass sich für Endanwender wegen des einfachen Wechsels von fossilbasierten auf synthetische Kohlenwasserstoffe nichts ändert. Dementsprechend bestünde das Risiko, die derzeit vorherrschende Abhängigkeit von kohlenwasserstoffbasierten Flüssigenergieträgern im Straßen- und Schienenverkehr sowie im Wärmemarkt durch den umfangreichen Einsatz von Fischer-Tropsch-Synthese-Produkten zu verlängern.

Ammoniak, das direkt als Industrierohstoff genutzt wird, trägt nicht zur Schaffung neuer oder zur Verlängerung bestehender Pfadabhängigkeiten bei, da es nicht nur als Chemikalie, sondern gegebenenfalls auch als Energieträger einsetzbar ist und mit der Weiternutzung bestehender Infrastrukturen nicht die Gefahr von Lock-ins besteht. Für **Ammoniak** als Wasserstoffträgermedium werden durch den Aufbau von Infrastrukturen allerdings unter Umständen Lock-ins geschaffen, weil diese nicht für andere Zwecke verwendbar sind. Andererseits wäre der dann freigesetzte Wasserstoff flexibel einsetzbar, weshalb insgesamt nicht mit starken Pfadabhängigkeiten zu rechnen ist.

- Auch beim Import von synthetischem **Methan** besteht die Gefahr einer ausbleibenden Transformation auf der Nutzerseite und damit einer Weiternutzung von fossilem Erdgas.

Beim Import von **LOHC** ist der Aufbau einer neuen Transportinfrastruktur samt Rückführungssystem notwendig. Das entspricht einer längerfristigen Festlegung auf diese Technologie inklusive einer Bindung der Transportkapazitäten für den erforderlichen Rücktransport des Trägermediums. Hierdurch sind trotz der flexiblen Einsatzmöglichkeiten des zurückgewonnenen Wasserstoffs neue Pfadabhängigkeiten zu erwarten. Hinzu kommen hohe Investitionen in die Trägermaterialien als „Erstausrüstung“ und in deren notwendige kontinuierliche Aufbereitung, wenn ihr Maximum an Anwendungszyklen jeweils erreicht ist.

Energiesystemstabilität

Bewertungsskala:

-- \triangle stark negative Wirkungen auf andere zentrale Elemente des Energiesystems
[und] negative Wirkung auf die Versorgungssicherheit

++ \triangle stark positive Wirkungen auf andere zentrale Elemente des Energiesystems
[und] positive Wirkung auf die Versorgungssicherheit

- + Synthetisches **Methan** lässt sich flexibel in Gasturbinen und Spitzenlastkraftwerken einsetzen, wodurch Zeiten mit unzureichend Strom aus erneuerbaren Energien überbrückt werden können. Dies gilt auch für **reinen Wasserstoff**, sofern die Anlagen „H₂-ready“ sind, das heißt ebenfalls direkt mit Wasserstoff betrieben werden können.⁶² Auch **Fischer-Tropsch-Produkte** können flexibel für unterschiedliche Anwendungen zum Einsatz kommen.
 - o **Ammoniak**, das stofflich vorliegt, wird in Europa voraussichtlich nicht zur Stromgewinnung eingesetzt werden⁶³ und keinen nennenswerten Einfluss auf die Energiesystemstabilität haben. Ähnliches gilt für **Methanol**, bei dem nicht davon auszugehen ist, dass es verstärkt als Energieträger zum Einsatz kommt.
- LOHC**, das dezentral dehydriert wird, kann zwar nicht großflächig im Energiesystem eingesetzt werden. Da die Dehydrierung des Wasserstoffs weder räumlich noch zeitlich konzentriert geschieht, entsteht anders als bei der zentralen Dehydrierung aber keine punktuell hohe Last.
- **LOHC und Ammoniak**, aus denen der Wasserstoff zurückgewonnen werden soll, könnten die Flexibilität im Energiesystem verringern: Der hohe Wärmebedarf für die Wasserstoffrückgewinnung (Ammoniak 900 Grad Celsius/LOHC 300 Grad Celsius) kann bei zentraler Dehydrierung zukünftig schnell das Potenzial lokal nutzbarer Ab- beziehungsweise Prozesswärmequellen übersteigen und so zu einer hohen punktuellen Energienachfrage an den entsprechenden Standorten führen.

⁶² Erste Gasturbinen von Kawasaki Heavy Industries, die auch mit Wasserstoff betrieben werden können, befinden sich bereits in Testung (Energate 2021).

⁶³ Eine Stromgewinnung aus Ammoniak ist zwar grundsätzlich möglich, denn in Japan werden Konzepte zur Mitverstromung von Ammoniak in Kohlekraftwerken entwickelt (vgl. Kölling 2021) und auch in der Roadmap für Ammoniak wird dem Einsatz von Ammoniak zur Stromerzeugung neben dessen Einsatz als Treibstoff für Schiffsmotoren ein nennenswertes Wachstum zugeschrieben (vgl. IEA 2021a). Nach Ansicht der Arbeitsgruppe erscheint jedoch ein großflächiger Einsatz von Ammoniak zur Stromerzeugung in Europa, nicht zuletzt aufgrund der hohen Sicherheitsanforderungen im Umgang mit dem Stoff, als nicht wahrscheinlich.

Umweltwirkungen

Bewertungsskala:

-- \triangle *hohes Umweltgefährdungspotenzial*, ++ \triangle *keine Umweltgefährdung*

++ Der Transport von reinem **Wasserstoff** birgt kaum Umweltrisiken, da er sich bei Leckagen schnell verflüchtigt und ungewollt entweichender Wasserstoff nur eine geringe, indirekte Treibhausgaswirkung⁶⁴ aufweist.

o **Methanol** ist leicht wassergefährdend. Durch die biologische Abbaubarkeit und seine Wasserlöslichkeit käme es in Gewässern allerdings schnell zu einer Verdünnung, weshalb zwar mit Kurz-, nicht aber mit Langzeitschädigungen von Organismen zu rechnen ist.

Bei **Methan** resultiert die umweltschädigende Wirkung dagegen weniger aus den unmittelbaren Umweltschäden im Fall einer Freisetzung als vielmehr aus seiner Wirkung als hochwirksames Treibhausgas.

-- Das größte Gefährdungspotenzial bei einer Havarie weisen aufgrund ihrer jeweiligen chemisch-physikalischen Eigenschaften **Ammoniak**, **LOHC** und **synthetische Fischer-Tropsch-Produkte** auf.

Bei synthetischen **Fischer-Tropsch-Produkten** sind die Risiken ähnlich hoch wie bei heutigem fossilen Rohöl. Havarien auf See oder Lecks in Pipelines hätten beispielsweise bei Zwischenfällen auf See demnach schwerwiegende, langfristige Auswirkungen auf die Meeresflora und -fauna.

LOHC wirkt im unbeladenen Zustand wassergefährdend und verhält sich im beladenen Zustand ähnlich wie Diesel – mitsamt den entsprechenden langfristigen, einer Ölpest ähnlichen Umweltfolgen bei Leckagen.

Ammoniak ist reaktiv bei gleichzeitig sehr hoher Wassergiftigkeit. Im Havariefall können daher kurzfristig hohe lokale Umweltschäden entstehen, insbesondere in weniger durchströmten Bereichen wie Häfen oder Binnengewässern.

64 Vgl. ESKP o.J.

Sicherheit

Bewertungsskala:

-- \triangleq *hohes Gefährdungspotenzial*, ++ \triangleq *keine Gefährdung*

- + Unter den betrachteten Transportoptionen geht das geringste Gefahrenpotenzial von **LOHC** sowie **synthetischen Fischer-Tropsch-Produkten** aus. Flüssige Kohlenwasserstoffe beziehungsweise LOHC, das sich im beladenen Zustand wie Dieselmotorkraftstoff verhält, sind sehr reaktionsträge, nicht explosiv und daher sehr sicher und einfach im Umgang.
- o Ein im Vergleich dazu größeres Gefahrenpotenzial besteht beim Umgang mit **reinem Wasserstoff** (Explosionsgefahr), **Methan** (Risiko von Bränden und Explosionen) und **Methanol** (leichte Entzündlichkeit und Giftigkeit).⁶⁵ Für das Handling von Gasen wie Druckwasserstoff sind insbesondere in geschlossenen und umbauten Räumen entsprechende Sicherheitsstandards einzuhalten, um einen sicheren Umgang mit den Medien zu gewährleisten.
- **Ammoniak** weist als reaktiver, explosiver und ätzender Stoff das höchste Gefahrenpotenzial auf, das bei Unfällen für Personen im direkten Umfeld und für Sachgüter wie Hafeninfrastrukturen, Gebäude und technische Einrichtungen ausgeht. Aufgrund der Reaktivität bedarf es bei Ammoniak erhöhter Sicherheitsanforderungen im Handling entlang der gesamten Transportkette.

⁶⁵ Vgl. Methanex 2020.

6 Zwischenfazit

Die Modellrechnungen (Kapitel 4) und die qualitative Analyse (Kapitel 5) haben gezeigt, dass jede Transportoption spezifische Vor- und Nachteile aufweist. Je nach Priorisierung ihrer Eigenschaften, Anwendungen und Verfügbarkeiten können jeweils andere Energieträger für den Import besonders vorteilhaft sein. Zusammenfassend lassen sich aus der Analyse folgende Schlussfolgerungen ziehen:

1. Erneuerbares Ammoniak und synthetische Kohlenwasserstoffe wären kurzfristig verfügbar.

Der **Import von Ammoniak**, das mithilfe von grünem Wasserstoff erzeugt und per Schiff transportiert wird, könnte bereits in wenigen Jahren konkurrenzfähig gegenüber konventionell erzeugtem Ammoniak sein. Bei Gestehungskosten von unter 3 Euro pro Kilogramm Wasserstoff wäre diese Konkurrenzfähigkeit selbst bei niedrigen CO₂-Preisen von etwa 100 Euro pro Tonne gegeben. Eine Umsetzung dieser Option wäre schnell möglich, da die Technologie für die Herstellung und die Infrastrukturen für den Transport von Ammoniak bereits vorhanden sind und dessen Nutzung erprobt ist. Sollte Ammoniak in größerem Maßstab importiert werden, müssten die vorhandenen Importinfrastrukturen allerdings ausgebaut werden, da heute nur rund 22 Prozent des in Deutschland benötigten Ammoniaks importiert werden.

Erneuerbares Ammoniak könnte direkt das konventionelle Ammoniak ersetzen und als Grundstoff zur Herstellung von stickstoffhaltigen Verbindungen wie Harnstoffen und Düngemitteln verwendet werden. Würden die in Deutschland jährlich verbrauchten 3 Millionen Tonnen Ammoniak⁶⁶ durch erneuerbares Ammoniak ersetzt, könnten pro Jahr bereits rund 4,5 Millionen Tonnen CO₂-Emissionen⁶⁷ und 900.000 Tonnen Erdgas eingespart⁶⁸ werden. Selbst wenn das erneuerbare Ammoniak zunächst noch nicht klimaneutral, sondern per Tanker mit Schwerölantrieb und über 10.000 Kilometer nach Deutschland transportiert würde, würde das die genannte CO₂-Einsparung lediglich um weniger als 3 Prozent herabsetzen. Denn eine Tonne Ammoniak, die in Deutschland auf Basis von grauem Wasserstoff hergestellt wird, verursacht etwa 1,8 Tonnen CO₂-Emissionen. Eine Tonne erneuerbares Ammoniak, das über 10.000 Kilometer nach Deutschland transportiert wird, verursacht – aufgrund des Antriebs des Tankers mit Schweröl – hingegen nur etwa 50 kg CO₂-Emissionen.

66 Vgl. VCI 2021.

67 Pro Tonne Ammoniak werden rund 1,8 Tonnen CO₂ ausgestoßen (vgl. Agora Energiewende 2020).

68 Ungefähr zwei Drittel der deutschen Ammoniakproduktion wird unter Einsatz von Erdgas hergestellt. Der spezifische Erdgasbedarf liegt bei 0,4 bis 0,5 Tonnen Erdgas pro Tonne Ammoniak (vgl. Fraunhofer ISI 2013). Das entspricht ungefähr 11 Terawattstunden Erdgas.

Ein gewichtiger Nachteil beim Transport von Ammoniak ist, dass dieses hoch toxisch ist: Im Falle einer Havarie drohen starke Umweltschäden und Vergiftungen der Menschen im Umfeld, die auch sehr schwerwiegend sein können. Die Sicherheitsanforderungen beim Transport von Ammoniak sind daher besonders hoch.

Die Herstellung und der **Import synthetischer Kohlenwasserstoffe** (Methan, Methanol und Fischer-Tropsch-Produkte) sind ebenfalls schnell umsetzbar, wenn als Kohlenstoffquelle unvermeidbare industrielle Punktquellen beispielsweise aus Zementwerken genutzt werden können. Synthetisch erzeugtes **Methanol** könnte bereits in wenigen Jahren bei CO₂-Preisen von rund 200 Euro pro Tonne wirtschaftlich mit herkömmlich erzeugtem Methanol konkurrieren. Synthetisches Methan und Fischer-Tropsch-Produkte werden dagegen voraussichtlich deutlich teurer bleiben als deren Vergleichsprodukte aus fossilen Energieträgern.

Die synthetischen Kohlenwasserstoffe könnten direkt Erdgas, konventionelles Methanol und Rohöl ersetzen. Allerdings sind die Mengen an Kohlenwasserstoffen, die mithilfe von CO₂ aus Industrieprozessen herstellbar wären, begrenzt: Die Zementindustrie in Deutschland verursachte im Jahr 2017 beispielsweise etwa 20 Millionen Tonnen CO₂-Emissionen – 65 Prozent dieser Emissionen sind prozessbedingt.⁶⁹ Selbst wenn es gelänge, das gesamte prozessbedingte CO₂ für die Synthese von Kohlenwasserstoffen zu nutzen, könnten damit nur rund 66 Terawattstunden synthetisches Methan erzeugt werden. Dies entspräche etwa 7 Prozent des jährlichen deutschen Erdgasverbrauchs (Stand 2021).⁷⁰ Alternativ könnten damit etwa 14,5 Millionen Tonnen⁷¹ Methanol erzeugt werden, was rund dem 10-Fachen der jährlichen deutschen Methanolproduktion von 1,5 Millionen Tonnen entspräche.⁷²

Bei der Nutzung industrieller Punktquellen ist allerdings zu beachten, dass die damit hergestellten Kohlenwasserstoffe **nicht klimaneutral** sind: Das CO₂, das vorher in gebundener Form vorlag (beispielsweise in Kalk, der zur Zementherstellung genutzt wird), gelangt nach der Verbrennung der Kohlenwasserstoffe letztlich in die Atmosphäre. Die Herstellung von synthetischen Kohlenwasserstoffen müsste daher sukzessive auf eine Nutzung nachhaltiger CO₂-Quellen (beispielsweise Entnahme aus der Luft) umgestellt werden. Ein solcher Übergang sollte rechtlich von Anfang an klar geregelt sein, um fossile Lock-in-Effekte zu vermeiden.

2. Wasserstoff per Pipeline ist die günstigste Option für den Transport von reinem Wasserstoff, die bereits in wenigen Jahren möglich wäre.

Aus **Kostensicht** ist der Transport von **reinem Wasserstoff per Pipeline** über eine Entfernung von bis zu 4.000 Kilometern die günstigste Option. Dies gilt umso mehr, wenn bestehende Erdgaspipelines für den Transport von reinem Wasserstoff umgerüstet werden können. Der Wasserstofftransport über Pipelines weist von allen betrachteten Transportoptionen auch den **höchsten Wirkungsgrad** auf. Gemessen an der im Wasserstoffherstellungsland eingesetzten Energiemenge (in Form erneuerbaren Stroms) wäre über diese Transportoption von allen betrachteten Alternativen dann in Deutschland der höchste Energieanteil nutzbar (siehe Tabelle 1). Dies kann

69 Vgl. Agora Energiewende 2020.

70 Vgl. BDEW 2019.

71 Bei einem CO₂-Bedarf von 1,375 Kilogramm pro Kilogramm Methanol.

72 Im Jahr 2020 wurden 1,523 Millionen Tonnen Methanol in Deutschland produziert (vgl. VCI 2021).

wichtig sein, da Flächen mit guten Standortbedingungen für die Erzeugung erneuerbaren Stroms begrenzt sind, während die Nachfrage nach synthetischen Energieträgern weltweit deutlich ansteigen wird (siehe Kapitel 2.1). Für einen Pipelinetransport von Wasserstoff sprechen darüber hinaus weitere Argumente: Reiner Wasserstoff ist vielseitig einsetzbar, er ist nicht toxisch und bei angemessenem Handling bestehen nur geringe Sicherheitsrisiken. Da die Kosten des Pipelinetransports mit der Strecke steigen, spricht diese Option insbesondere für einen **Wasserstoffimport aus europäischen Ländern oder Nachbarstaaten der EU**.

Würde heute mit der Umrüstung beziehungsweise dem Neubau einer Pipeline begonnen, wäre es bei einer effizienten Planung und Umsetzung sowie einem parallelen Aufbau der notwendigen Kapazitäten an Erneuerbaren-Energie-Anlagen im Erzeugungsland voraussichtlich möglich, signifikante Mengen Wasserstoff innerhalb von etwa 3 bis 5 Jahren (Umrüstung) beziehungsweise 8 bis 10 Jahren (Neubau) nach Deutschland zu transportieren (siehe Kapitel 5.2). Für einen wirtschaftlichen Betrieb der Pipeline ist jedoch zu beachten, dass hierfür große Kapazitäten erneuerbaren Stroms im Exportland bereitgestellt werden müssten. So könnten mit einer Pipeline von 1.016 Millimetern Durchmesser und einer Transportkapazität von rund 6.000 bis 7.000 Tonnen Wasserstoff pro Tag zwar rund 50 Terawattstunden Wasserstoff pro Jahr nach Deutschland transportiert werden,⁷³ für die Herstellung des Wasserstoffs entstünde dabei aber ein Strombedarf von rund 85 Terawattstunden im Exportland, was einer kombinierten Leistung von Wind- und Photovoltaikanlagen von etwa 35 Gigawatt bedürfte.⁷⁴ Dies entspräche beispielsweise fast der gesamten Kapazität an Wind- und Photovoltaikanlagen, die im Jahr 2020 in Spanien installiert waren (circa 40 Gigawatt).⁷⁵ Selbst eine kleine Pipeline mit einer Transportkapazität von etwa 5 Terawattstunden Wasserstoff pro Jahr würde mit einem Strombedarf von circa 10 Terawattstunden einhergehen und damit eine Anlagenkapazität an erneuerbaren Energien im Umfang von rund 4 Gigawatt im Exportland erfordern.

3. Langfristig ist der Schiffstransport von Wasserstoff eine wichtige Option.

Um Wasserstoff aus weiter entfernten Ländern und damit von außerhalb Europas zu importieren, ist der Transport von **Flüssigwasserstoff per Schiff** eine valide Option, die zudem zur Diversifizierung der Wasserstoffimporte beitragen kann. Ein Import lohnt sich wirtschaftlich vor allem bei Strecken von über 4.000 Kilometern. Der große Vorteil beim Schiffstransport ist, dass die Gesamtkosten für den Import des Wasserstoffs mit der Transportdistanz kaum zunehmen. Würde der Wasserstoff im Extremfall zum Beispiel nicht von Marokko (rund 2.700 Kilometer Transportdistanz), sondern von Australien (circa 20.000 Kilometer) nach Deutschland transportiert, würden sich bei gleichen Herstellungskosten die Gesamtkosten dadurch nur um rund 10 Prozent erhöhen.

⁷³ Für die Pipeline wurde von einer Auslastung von etwa 60 Prozent ausgegangen, um die volatile Einspeisung der Anlagen zur Bereitstellung der erneuerbaren Energien zu berücksichtigen. Für eine Vollausslastung wären Speicher im Exportland notwendig, die die Kosten erhöhen würden.

⁷⁴ Bei im Mittel nutzbaren 2.500 Volllaststunden für die EE-Anlagen. Ein Teil der Erzeugung (ungefähr 10 Prozent) muss für eine wirtschaftlich optimale Auslegung abgeregelt werden.

⁷⁵ Vgl. IRENA 2021.

Allerdings befinden sich die für diese Transportoption benötigten Flüssigwasserstofftanker noch in der Entwicklungsphase. So transportierte im Frühjahr 2022 ein Tanker zum weltweit ersten Mal flüssigen Wasserstoff mit einer Temperatur von -253 Grad Celsius von Australien nach Japan. Das australisch-japanische Projekt plant, dass die Kooperation bei erfolgreichem Abschluss der Pilotphase ab 2030 in eine kommerzielle Phase übergehen kann.⁷⁶ Auch der Hersteller Kawasaki möchte im Jahr 2030 große Flüssigwasserstofftanker kommerziell anbieten.⁷⁷ Gegenwärtig ist jedoch nicht absehbar, ob diese Zeitpläne einzuhalten sind und bis wann ausreichend große Schiffsflotten für einen kommerziellen Transport von Flüssigwasserstoff zur Verfügung stehen werden. Gleichzeitig müssen bis dahin auch die rechtlichen Rahmenbedingungen für den Import von flüssigem Wasserstoff per Schiff geschaffen werden.

Grundsätzlich wäre es auch möglich, Wasserstoff für den Transport an ein **Trägermedium** wie LOHC oder Ammoniak zu binden und in Deutschland wieder zu dehydrieren. Allerdings erscheinen diese Optionen aus Kostensicht nachteilig gegenüber dem Transport mit Flüssigwasserstofftankern. Bei beiden Technologien besteht zudem ein deutlicher Entwicklungs- und Skalierungsbedarf, weshalb von einer zeitnahen Umsetzung nicht auszugehen ist. Auch die Umweltrisiken sind beim Transport von LOHC und Ammoniak deutlich höher als beim Transport von reinem Wasserstoff.

4. Der Import von grünen Wasserstoffprodukten ist in der Perspektive bis 2030 aus Klimaschutzsicht sinnvoll.

Die aus der Erzeugung und dem Transport resultierenden CO₂-Emissionen sind bei grünem Wasserstoff beziehungsweise dessen Syntheseprodukten geringer als bei den derzeit eingesetzten fossilen Stoffen. Gemessen an den **CO₂-Emissionen** wäre der Import von grünem Wasserstoff per Pipeline und selbst per Schiff aus Ländern mit guten Standortbedingungen bei der Wasserstoffherzeugung schon heute sinnvoll – selbst dann, wenn die Schiffe mit Schweröl angetrieben werden.

Die mit den importierten Stoffen verbundenen CO₂-Emissionen konnten für das vorliegende Analysepapier nicht tiefgehend genug untersucht werden (siehe Einleitung zu Kapitel 4). Erste, während der Analyse durchgeführte Überschlagsrechnungen weisen jedoch darauf hin, dass sich über den Import von grünen Wasserstoffprodukten spürbare CO₂-Minderungen realisieren lassen. So verursacht beispielsweise ein Kilogramm Wasserstoff, das klassisch aus Erdgas gewonnen wird, circa 10 Kilogramm CO₂-Emissionen. Bei einem Kilogramm grünem Wasserstoff, das über 10.000 Kilometer mit einem per schweröl-angetriebenen Flüssigwasserstofftanker nach Deutschland transportiert würde, fielen hingegen lediglich rund 0,7 Kilogramm CO₂ an.⁷⁸ Auch mit den Transportoptionen, die bis 2030 einen relevanten Beitrag zur Deckung der Nachfrage nach grünem Wasserstoff beziehungsweise dessen Syntheseprodukten leisten können (siehe oben), könnten sichtbare CO₂-Einsparungen umgesetzt werden:

- Sollten die bisher nach Deutschland importierten Mengen an Ammoniak durch Importe erneuerbaren Ammoniaks ersetzt werden, so wären das etwa 460.000

⁷⁶ Vgl. HESC 2022 und HySTOC 2019.

⁷⁷ Vgl. Kawasaki 2019.

⁷⁸ In beiden Fällen wurden die Vorketten bei den CO₂-Emissionen nicht berücksichtigt.

(2011) bis über 700.000 Tonnen (2015) pro Jahr⁷⁹. Dafür müssten beispielsweise 1 bis 2 große Tanker im durchgehenden Pendelverkehr (10 Fahrten pro Schiff) eingesetzt werden und es ließe sich eine Reduktion von rund 830.000 bis 1,3 Millionen Tonnen CO₂ erreichen.

- Die deutsche Stahlindustrie hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2030 in Deutschland ein Drittel der Primärstahlproduktion (circa 10 Millionen Tonnen Stahl) auf eine CO₂-arme beziehungsweise -freie Produktion umzustellen.⁸⁰ Soll dies zu 100 Prozent durch den Einsatz von grünem Wasserstoff erreicht werden, resultiert daraus ein Bedarf von 19 Terawattstunden **Wasserstoff**, was etwa der Jahreskapazität einer großen Pipeline entspricht. Handelt es sich dabei um grünen Wasserstoff könnten auf diese Weise 17 Millionen Tonnen CO₂ eingespart werden.
- Für den Ersatz der derzeitigen Importe von fossilbasiertem **Methanol** (rund 1,3 bis 1,5 Millionen Tonnen brutto pro Jahr)⁸¹ müssten 2 bis 4 Tankschiffe das Jahr über im Pendelverkehr grünes Methanol nach Deutschland bringen, wodurch sich 1,1 - 1,6 Millionen Tonnen CO₂ reduzieren ließen.
- Synthetische **Fischer-Tropsch-Produkte** können unter anderem im Bereich des Luftverkehrs zur Anwendung kommen. Laut der „PtL-Roadmap“ der Bundesregierung soll bis 2030 synthetisches Kerosin mindestens 2 Prozent des deutschen Kerosinabsatzes ersetzen.⁸² Um diese Mengen zu importieren, würden 1 bis 1,5 Tankerladungen pro Jahr genügen. Durch den hohen Kohlenstoffgehalt in Fischer-Tropsch-Produkten könnte dann eine Verringerung des CO₂-Ausstoßes um etwa 1,1 bis 1,5 Millionen Tonnen erreicht werden, sofern es sich um klimaneutrale Fischer-Tropsch-Produkte handelt.

5. Es besteht noch erheblicher Entwicklungsbedarf bei den synthetischen Kohlenwasserstoffen, für deren Herstellung nicht-industrielle Kohlenstoffquellen genutzt werden.

Langfristig, mit einer Perspektive von über 10 Jahren, kann der Import von **synthetischen Kohlenwasserstoffen**, die auf Basis von grünem Wasserstoff und aus der Luft gewonnenem CO₂ hergestellt werden, sinnvoll und notwendig sein, um fossile Energieträger zu ersetzen und den Übergang in eine klimaneutrale Energieversorgung zu schaffen. Jedoch besteht für die CO₂-Gewinnung aus der Luft (Direct Air Capture) noch erheblicher **Entwicklungs- und Skalierungsbedarf**, um die Prozesskosten zu verringern.

Der Import von synthetischem Methan und Fischer-Tropsch-Produkten wird selbst bei hohen CO₂-Preisen bis in das Jahr 2030 deutlich teurer sein als der Import von Erdgas und Rohöl. Eine Ausnahme ist Methanol, das im Jahr 2030 bei CO₂-Preisen von rund 200 Euro pro Tonne gegenüber konventionell hergestelltem Methanol konkurrenzfähig sein könnte.

⁷⁹ Die Importmengen (brutto) schwankten in den zurückliegenden zehn Jahren teils deutlich und bewegten sich in dem angegebenen Bereich. Bei den Nettoimporten fielen die Schwankung noch deutlicher aus und lagen im Bereich zwischen 100.000 Tonnen (2011) und 440.000 Tonnen (2015). IVA 2020.

⁸⁰ Vgl. BMWi / WV Stahl/ IG Metall 2021, S.1. und WV Stahl 2022.

⁸¹ World Bank 2022.

⁸² Vgl. Bundesregierung 2021, S.5.

Der Import synthetisch erzeugter Fischer-Tropsch-Produkte kann dennoch sinnvoll sein, wenn sie aufgrund ihrer Eigenschaften für spezifische Anwendungen wie zum Beispiel den Flugverkehr gebraucht werden oder wenn bestehende Verteilnetze und Speicher weitergenutzt werden sollen. Dies gilt ebenso für synthetisch erzeugtes Methan. Denn die Infrastrukturen und Regulierungen für dessen Import und Verteilung existieren bereits und vorhandene Technologien könnten auf diese Weise direkt weiter genutzt werden.

Eine Gefahr besteht dagegen darin, dass die Nutzung von fossilen Energieträgern langfristig verfestigt wird, wenn heute der sukzessive Ersatz durch synthetische Energieträger geplant wird, dieser aber wirtschaftlich nicht umsetzbar sein sollte. Ein weiterer Nachteil liegt in den Umweltrisiken von Fischer-Tropsch-Produkten, die im Fall von Havarien vergleichbar sind mit den Umweltrisiken von Rohöl, sowie der Gefahr von Methanschlupf mit erheblichem kurz- bis mittelfristigem Treibhausgaspotenzial bei der Herstellung und dem Transport von synthetischem Methan.

7 Analyse der Exportpotenziale ausgewählter Länder anhand exemplarischer Transportoptionen

Die Analyse der unterschiedlichen Transportoptionen in den Kapiteln 4 und 5 dient dem allgemeinen Vergleich der Transportoptionen untereinander und ermöglicht es, diese anhand ihrer jeweiligen Vor- und Nachteile und ihres potenziellen Beitrags zur Bedienung einer wachsenden Wasserstoffnachfrage in Deutschland zu bewerten. Um darüber hinaus auch Einschätzungen zu konkreten Transportrouten treffen zu können, müssen die Ergebnisse des allgemeinen Vergleichs der Transportoptionen mit länderbezogenen Informationen verknüpft und in einen breiteren Kontext gestellt werden. Über diese ergänzenden Länderinformationen (siehe Kapitel 7.2) können allgemeine Bewertungen zu bestimmten Optionen, die auf den ersten Blick besonders vorteilhaft erscheinen, bestätigt oder ein Stück weit revidiert sowie vermeintlich ungünstige Einschätzungen gegebenenfalls auch relativiert werden. Wird die Analyse der Transportoptionen mit dem Wissen um Länderspezifika verknüpft, ergibt sich somit eine anwendungsrelevante Gesamtschau, die Aussagen zur kurz- bis mittelfristigen Erschließbarkeit von Wasserstoffimportoptionen ermöglicht.

7.1 Entwickelte Methodik zur überblicksartigen, vergleichenden Länderanalyse

7.1.1 Methodik

Um diese Kontextbetrachtung mit begrenztem Aufwand und dennoch hinreichend belastbar durchführen zu können, wurde im Rahmen der Arbeitsgruppe ein aussagekräftiges, aber nicht zu umfangreiches Kriterienset entwickelt. Zusammen mit der hinterlegten Indikatorik lassen sich dadurch für einzelne Exportländer einerseits die Potenziale der erneuerbaren Energien überblicksartig analysieren – denn gute Erzeugungsbedingungen bei den Erneuerbaren sind eine entscheidende Voraussetzung für die Produktion von grünem Wasserstoff vor Ort. Andererseits adressiert das Kriterienset die vorhandenen beziehungsweise noch zu etablierenden Produktions- und Exportinfrastrukturen in den untersuchten Ländern sowie die Chancen für deutsche Unternehmen, dort tätig zu werden. Dabei finden die diesbezüglich relevanten wirtschaftlichen, politischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen der Produktion und des Exports von Wasserstoff beziehungsweise dessen Syntheseprodukten Berücksichtigung.

Folgende acht Kriterien werden für die Länderanalyse herangezogen:

1. Stromerzeugungsbedingungen für erneuerbare Energien
2. (emissionsbezogene) Nachhaltigkeit des Energiesystems
3. technisches Exportpotenzial für Wasserstoff⁸³
4. Transportbedingungen für Wasserstoff beziehungsweise PtX-Produkte
5. Investitions- und Versorgungssicherheit
6. Chancen für deutsche Unternehmen
7. Export Readiness
8. gesellschaftliche Akzeptanz

Diese Kriterien sind durch ein umfangreicheres Indikatorensystem hinterlegt (siehe Materialband⁸⁴). So basiert das Kriterium *Export Readiness* (7) beispielsweise auf den Indikatoren (a) *bestehende Energiepartnerschaften* (politische Vernetzungsebene), (b) *Vorhandensein von Strategien für (grünen) Wasserstoff* (politische Ebene), (c) *bestehende Export- beziehungsweise internationale Handelsinfrastrukturen* (technisch-ökonomische Ebene mit den *Sub-Indikatoren* „Handelsvolumen mit Mineralölprodukten“, „Handelsvolumen mit Erdgas“ und „Container-Throughput“) und dem (d) *Human Development Index*, mit dem unter anderem berücksichtigt wird, dass auch die Verfügbarkeit von Fachkräften vor Ort für den Export von grünem Wasserstoff von Bedeutung ist (für eine ausführliche Darstellung siehe Materialband⁸⁵). Das Bewertungsschema ließe sich grundsätzlich auch über die verwendeten Kriterien beziehungsweise Indikatoren hinaus erweitern, sollten beispielsweise vertiefende länder- oder regionalspezifische Informationen vorliegen, die in die Analyse eingebunden werden sollen. Unter anderem deswegen und weil eine Gewichtung einen zu starken Empfehlungscharakter hätte, wurde auf eine Gewichtung der acht Kriterien untereinander verzichtet. Die hier dargestellte Methodik der Länderanalyse beschränkt sich daher bewusst auf eine Betrachtungsebene und das Herausarbeiten allgemeiner Stärken und Schwächen der Länder, die eine erste Orientierung für weitergehende detailliertere Analysen bieten.⁸⁶ Um Nutzerinnen und Nutzern die Möglichkeit zu geben, schnell und einfach weitere – das heißt im Folgenden nicht näher untersuchte – Länder zu bewerten, basiert die entwickelte Methodik weitestgehend auf der Auswertung öffentlich zugänglicher Länderinformationen, wie etwa denen des World Economic Forum, der Weltbank und der IRENA. Die in den Quellen enthaltenen Daten werden zudem zum großen Teil regelmäßig aktualisiert, sodass die dargestellte Methodik zur Länderanalyse auch zukünftig nutzbar bleibt. Ältere Bewertungen können so auch an den jeweils neuesten Informationsstand angepasst werden und aus zu unterschiedlichen Zeitpunkten durchgeführten Analysen der einzelnen Länder lassen sich Zeitreihen mit Entwicklungstrends erstellen.

83 Das Kriterium „technisches Exportpotenzial für Wasserstoff“ greift zwar ebenfalls auf Erkenntnisse zu den Kriterien 1) „Stromerzeugungsbedingungen für erneuerbare Energien“ und 2) „(emissionsbezogene) Nachhaltigkeit des Energiesystems“ zurück, nimmt aber unter Berücksichtigung darüberhinausgehender Daten jeweils eine eigenständige Bewertung vor. Diese Korrelation ist bei der Betrachtung des Netzdiagramms zu berücksichtigen.

84 Vgl. Schmidt et al. 2022.

85 Vgl. Schmidt et al. 2022.

86 Auch für die verwendeten Indikatoren, die die Datenbasis der Kriterien bilden, wurde mit gleicher Gewichtung gearbeitet, sofern dies nicht zu einer offensichtlichen Fehlbewertung geführt hätte (Vgl. Schmidt et al. 2022.). In einer Sensitivitätsanalyse erwies sich dieses Vorgehen als robust.

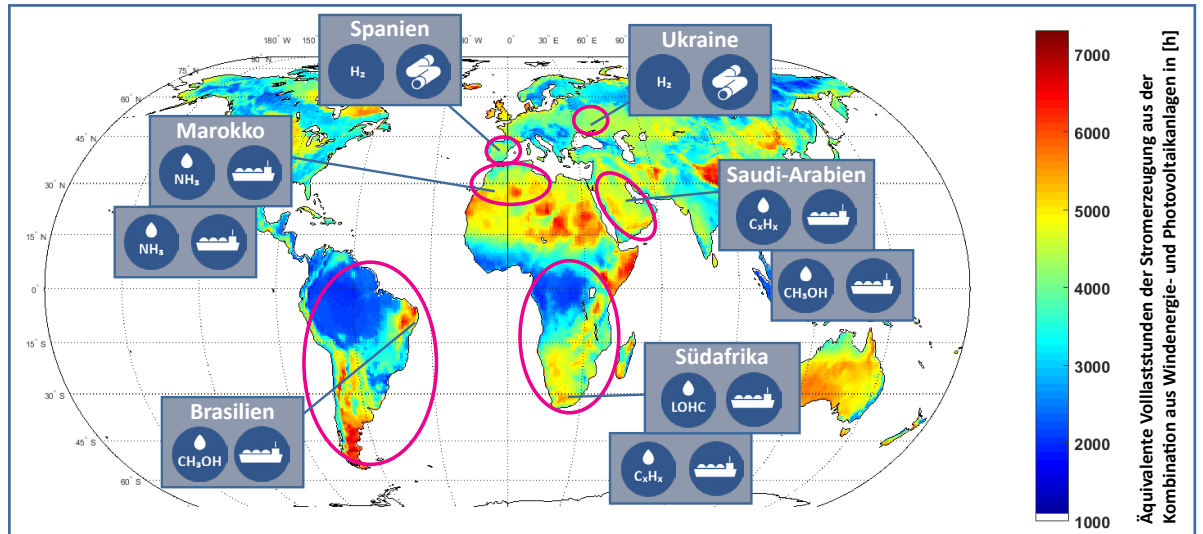


Abbildung 16: Betrachtete Beispielländer beziehungsweise Fokusregionen für den Wasserstoffimport inklusive der jeweils analysierten Transportoptionen (Quelle: eigene Darstellung auf Basiskarte von Fasihi/Breyer 2020).

Nach der Bewertung der ausgewählten potenziellen Exportländer (siehe Abbildung 16) mithilfe des Kriteriensets, wurden die Ergebnisse mit dem Wissen der Expertinnen und Experten aus der Arbeitsgruppe abgeglichen. Dieser ergänzende Arbeitsschritt diente der Validierung und vertiefenden Betrachtung der untersuchten Länder und mündete schließlich in der finalen Bewertung. Diese weist für jedes Land jedem Kriterium ein Ergebnis auf einer fünfstufigen Bewertungsskala zu, die von Doppelminus für besonders negativ bis Doppelplus für sehr gut reicht⁸⁷ (siehe Abbildung 17).

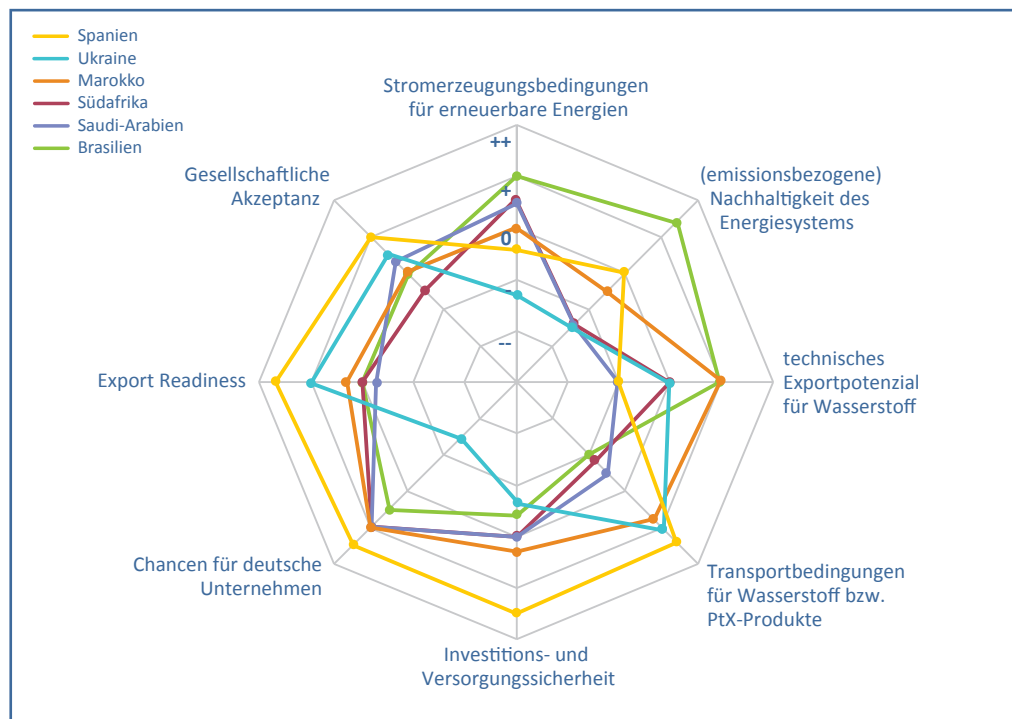


Abbildung 17: Das Ergebnis der Länderanalysen im Überblick (Quelle: eigene Darstellung).

87 Doppelminus (--) entspricht dabei „bisher ungünstigen Voraussetzungen“ und Doppelplus (++) bereits „vorhandenen besonders günstigen Voraussetzungen“.

7.1.2 Auswahl der Beispielländer

Die Auswahl der in Abbildung 16 dargestellten Beispielländer beziehungsweise Fokusregionen orientiert sich an den länderbezogenen Potenzialen für einen Import von grünem Wasserstoff nach Deutschland. Sie erfolgte zu Beginn der Arbeitsgruppe im Vorfeld erster Analyseschritte und damit losgelöst von den Ergebnissen der allgemeinen Bewertung der Transportoptionen. Darüber hinaus erhebt sie nicht den Anspruch, die gesamte Bandbreite an möglichen Exportländern abzubilden. Die Entscheidung für die im Folgenden exemplarisch betrachteten Länder und Transportoptionen fällten die AG-Mitglieder derart, dass die Auswahl einerseits ein breites Spektrum an potenziellen Exportländern berücksichtigt und andererseits die vielfältigen Ansatzpunkte für mögliche Kooperationen verdeutlicht. Letztere sollen bei einer entsprechenden Gestaltung von Lieferverträgen sowie ihrer gezielten Nutzung und Entwicklung mittel- bis langfristig zu einer hohen Diversifizierung des Imports von grünem Wasserstoff führen und damit auch zur Versorgungssicherheit beitragen können.

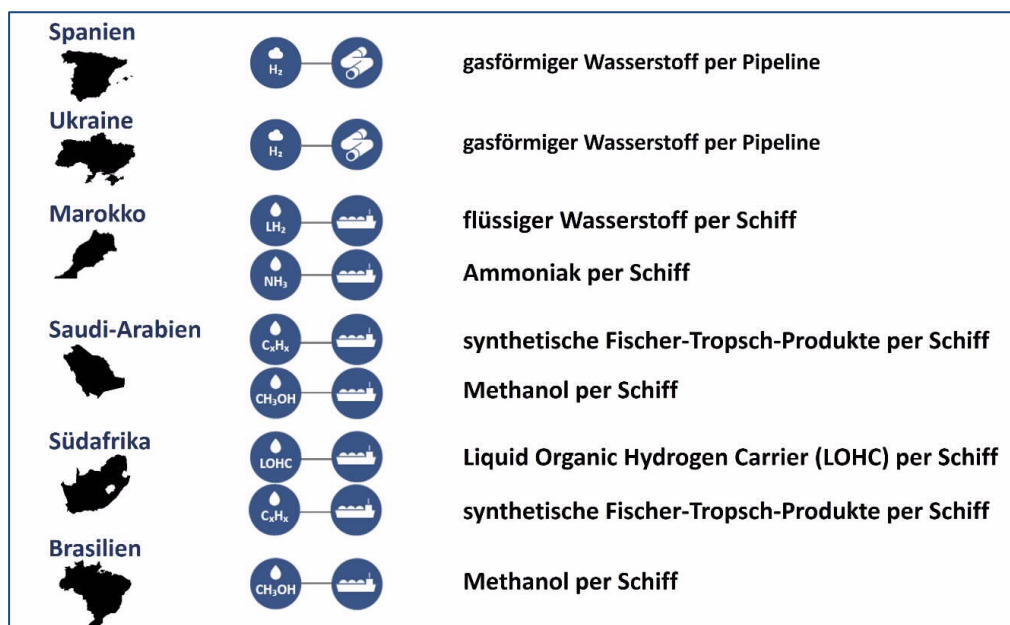


Abbildung 18: Übersicht der analysierten Importrouten (Quelle: eigene Darstellung).

Im Rahmen der vorgenommenen Auswahl steht **Spanien** stellvertretend für einen wichtigen Handelspartner Deutschlands innerhalb der Europäischen Union, der günstige Solar- und Windpotenziale bietet. Die **Ukraine** verkörpert ein osteuropäisches Land, das die Besonderheit bereits bestehender Erdgaspipelines aufweist, die perspektivisch auf Wasserstoff umgestellt werden könnten. Das nordafrikanische **Marokko** repräsentiert ein außereuropäisches Land, das vergleichsweise nah an Europa liegt, eine bestehende Ammoniakinfrastruktur vorweisen kann und im Bereich der (Energie)Wirtschaft bereits mit Deutschland kooperiert. **Saudi-Arabien** steht exemplarisch für die Arabische Halbinsel und eine Wirtschaft, die sehr stark auf dem Export fossiler Energieträger basiert und dessen bestehende Exportinfrastrukturen sich zugleich für eine Transformation hin zum Export von grünen Wasserstoffprodukten eignen. **Südafrika** wurde stellvertretend für ein Land mit einer besonderen technologischen Stärke im Energiesektor (hier bezüglich der Fischer-Tropsch-Synthese) und als Fallbeispiel für Subsahara-Afrika ausgewählt. **Brasilien** unterscheidet sich von den bisher genannten Ländern insbesondere durch den langen Transportweg und die im

Vergleich zu anderen Staaten vergleichsweise geringen Herausforderungen hinsichtlich der Defossilisierung des inländischen Energiesystems – denn es deckt derzeit bereits etwa die Hälfte des eigenen Endenergieverbrauchs aus erneuerbaren Quellen.⁸⁸ Aus deutscher Sicht besteht mit Brasilien zudem eine lange Tradition der Zusammenarbeit, was auch für andere südamerikanische Staaten wie zum Beispiel Argentinien oder Chile gilt. Auf die Betrachtung Australiens wurde bewusst verzichtet, weil im acatech/BDI-Projekt „HySupply“ bereits eine detaillierte Machbarkeitsstudie für eine Wasserstoffkooperation mit diesem Land erstellt wird.⁸⁹

7.1.3 Anwendungsfokus der Methodik

Grundsätzlich erlaubt die Verbindung zwischen der dargestellten Methodik zur Länderanalyse und der allgemeinen Analyse der Transportvektoren die Betrachtung beliebig vieler Exportländer beziehungsweise Transportrouten. Durch die Verknüpfung der jeweiligen Ergebnisse und die Nutzung des zur Verfügung stehenden Analysetools⁹⁰ lassen sich, wie eingangs bereits erwähnt, grundsätzliche Aussagen darüber treffen, was der Transport von Wasserstoff in unterschiedlichen Formen – zum Beispiel als reiner Wasserstoff oder weiterverarbeitet zu Methanol – auf unterschiedlichen Routen kosten könnte, wie sich die Effizienz der jeweiligen Transportroute (von der Herstellung über den Transport bis hin zum Einsatz des Wasserstoffs in Deutschland) darstellt⁹¹ und welche Rahmenbedingungen in den Produktionsländern Einfluss auf die Realisierbarkeit der Wasserstoffimporte nach Deutschland nehmen. Anhand der Länderanalyse lassen sich darüber hinaus Hemmnisse und Realisierungserfordernisse aufzeigen, die von praktischer Relevanz für eine Umsetzung von Wasserstoffkooperationen sind (siehe dazu Kapitel 8). Aus Sicht der AG erlaubt die dargestellte Methodik einen tragfähigen Einstieg in die Beurteilung von Wasserstoffimportrouten – sie kann und will individuelle Standortbewertungen aber nicht ersetzen, die bei Projekten vor Ort notwendig sind. Um eine Entscheidung für eine Investition oder Projektumsetzung treffen zu können, sind dann selbstverständlich alle relevanten technischen, infrastrukturellen (zum Beispiel Stromnetze, Straßen und Hafeninfrastrukturen), ökonomischen, gesellschaftlichen und politischen Faktoren in einem höheren Detailgrad zu berücksichtigen. Diese sollten beispielsweise in Machbarkeits- oder Nachhaltigkeitsstudien erhoben werden und neben dem Status quo auch zukünftige Entwicklungen in den Blick nehmen.

Hinsichtlich der folgenden, kurz gefassten Ländersteckbriefe ist darauf hinzuweisen, dass diese eine Betrachtung der potenziellen Exportländer aus deutscher Perspektive darstellen. Sie geben Hinweise, worauf bei der Anbahnung und Ausgestaltung von Länderkooperationen besonders zu achten ist. Eine fallspezifische, Akteure aus den jeweiligen Ländern einbeziehende Betrachtung konnte im Rahmen der Arbeitsgruppe aus Kapazitäts- und Zeitgründen nicht geleistet werden. Dies wäre jedoch nicht zuletzt für die erfolgreiche Etablierung von Partnerschaften auf Augenhöhe (siehe auch Kapitel 8) unabdingbar.

⁸⁸ Vgl. IRENA 2018.

⁸⁹ Nähere Informationen unter: <https://www.acatech.de/projekt/hysupply-deutsch-australische-machbarkeitsstudie-zu-wasserstoff-aus-erneuerbaren-energien/> (Zugriff: 15.07.2022).

⁹⁰ Zu den Funktionalitäten des im Rahmen der Arbeitsgruppe „Wasserstoffwirtschaft 2030“ entwickelten Tools und entsprechenden Anwendungshinweisen siehe Materialband (Schmidt et al. 2022).

⁹¹ In den Ländersteckbriefen (siehe Kapitel 7.2) sind diese Angaben, die für die dargestellten Länder spezifisch berechnet wurden, jeweils im Diagramm zum Kostenvergleich und in der effizienzbasierten Darstellung der Wertschöpfungskette hinterlegt.

7.2 Ländersteckbriefe



7.2.1 Druckwasserstoff (gasförmig) per Pipeline von der Iberischen Halbinsel am Beispiel Spaniens



Dieser Pfad bildet beispielhaft den Transport von komprimiertem gasförmigem Wasserstoff in einer neu zu errichtenden Wasserstoffpipeline nach Deutschland ab. Die Errichtung muss weitgehend in einer neuen Trasse erfolgen, weil aus Spanien keine Erdgasstrassen mit ausreichenden Kapazitäten vorhanden sind. Dies führt zu einem längeren Umsetzungshorizont: Auf Basis der Erfahrungen mit der Realisierung von Erdgasnetzen ist von mindestens zehn Jahren auszugehen.

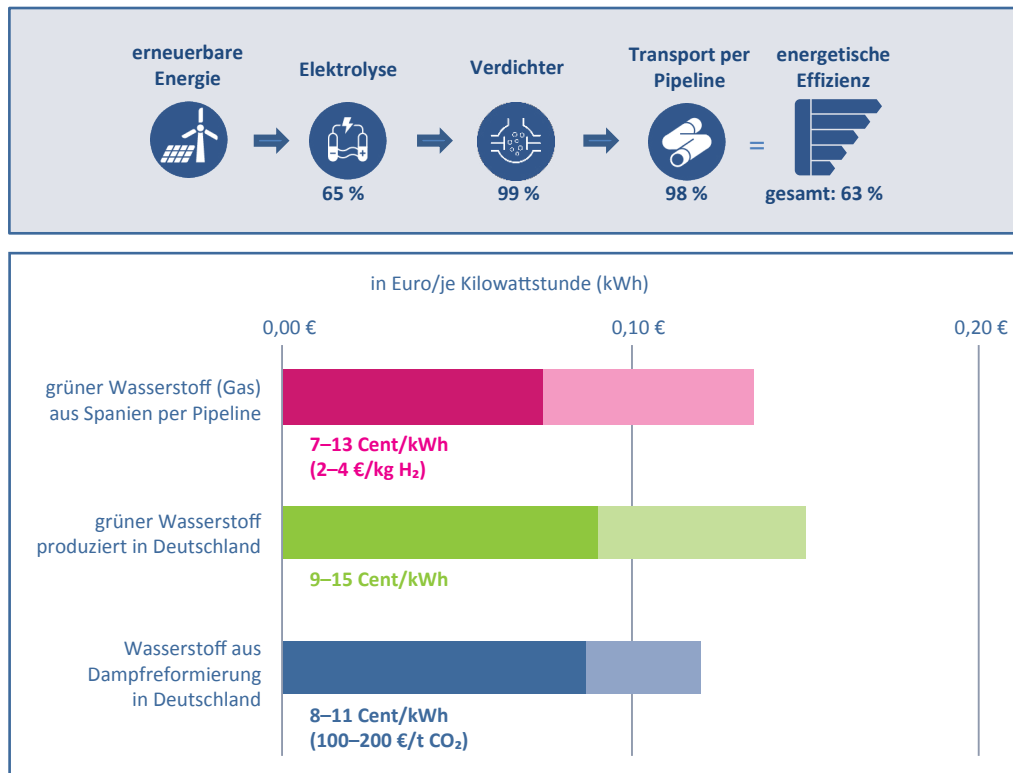


Abbildung 19: Kostenvergleich für aus Spanien nach Deutschland importierten Druckwasserstoff⁹² (Quelle: eigene Berechnungen).

Besonderheiten

- Traditionell herrscht in Spanien eine hohe Akzeptanz für die Nutzung erneuerbarer Energien und es besteht grundsätzlich eine hohe Exportbereitschaft. Das Land zeigt aktuell zudem ein großes Engagement für die Produktion und den Export von grünem Wasserstoff. Beide Punkte müssen jedoch auch mit den Klimaneutralitätsbestrebungen in Spanien selbst in Einklang gebracht werden.
- Spanien weist ein zusätzliches Potenzial bei der Erzeugung erneuerbaren Stroms auf. Allerdings werden diese Kapazitäten voraussichtlich zu größeren Teilen für die Defossilisierung der eigenen Strom- und Gesamtenergieversorgung benötigt.
- Die geografische Nähe Spaniens zu Deutschland macht einen Transport per Pipeline möglich. Durch die Lage am Meer und vorhandene Hafeninfrastrukturen ist zusätzlich aber auch der Schiffstransport von Flüssigwasserstoff, Wasserstoffträgermedien oder Syntheseprodukten eine Option.

⁹² Zu den angenommenen technischen Spezifikationen der Berechnungen in den Steckbriefen siehe die entsprechenden Darstellungen im Materialband (Schmidt et al. 2022).

- Um die Kostenvorteile einer großvolumigen Pipeline nutzen zu können, sind allerdings erhebliche Mengen an grünem Wasserstoff in Spanien zu produzieren. Dies kann bis zur Ausschöpfung der Potenzialgrenzen bei der Erzeugung erneuerbaren Stroms gehen, was bei großen Projekten zu lokalen und regionalen Konflikten sowie mit Blick auf die Umstellung des spanischen Energiesystems auf erneuerbare Energien zu einer direkten Konkurrenzsituation führen kann. So geht mit der Wasserstoffproduktion zur Beschickung einer größeren Pipeline⁹³ zum Beispiel ein zusätzlicher Bedarf von rund 35 Gigawatt an erneuerbaren Energien einher.
- Wasserknappheit ist in mehreren Regionen Spaniens ein wichtiges Thema, das sich insbesondere vor dem Hintergrund der Klimaprognosen für den Mittelmeerraum mit der zusätzlichen Bereitstellung von Wasser für die Elektrolyse noch verschärfen könnte. Verteilungskonflikte unter anderem mit der traditionell starken, exportorientierten Landwirtschaft sind dabei nicht ausgeschlossen. An Küstenstandorten stellen Meerwasserentsalzungsanlagen eine Lösungsoption dar, sofern sie mit kostengünstigem Strom aus erneuerbaren Energien betrieben werden und ökologisch akzeptable Entsorgungspfade für die anfallende Sole aufweisen. Unter diesen Umständen verursachen sie kaum Mehrkosten und können zudem die Wasser-situation vor Ort insgesamt verbessern.
- Spanien pflegt als Handelspartner innerhalb des gemeinsamen EU-Binnenmarkts sehr intensive Handelsbeziehungen zu den anderen EU-Staaten. Seine demokratische Konstitution und die EU-Mitgliedschaft bieten einen verlässlichen Rechtsrahmen, der sichere Investitionen ermöglicht und Handelsbeziehungen fördert. Entsprechend gut sind auch die Chancen für deutsche Unternehmen in Spanien, da sie als Handelspartner geschätzt werden. Dies gilt allgemein für die gesamte Iberische Halbinsel.

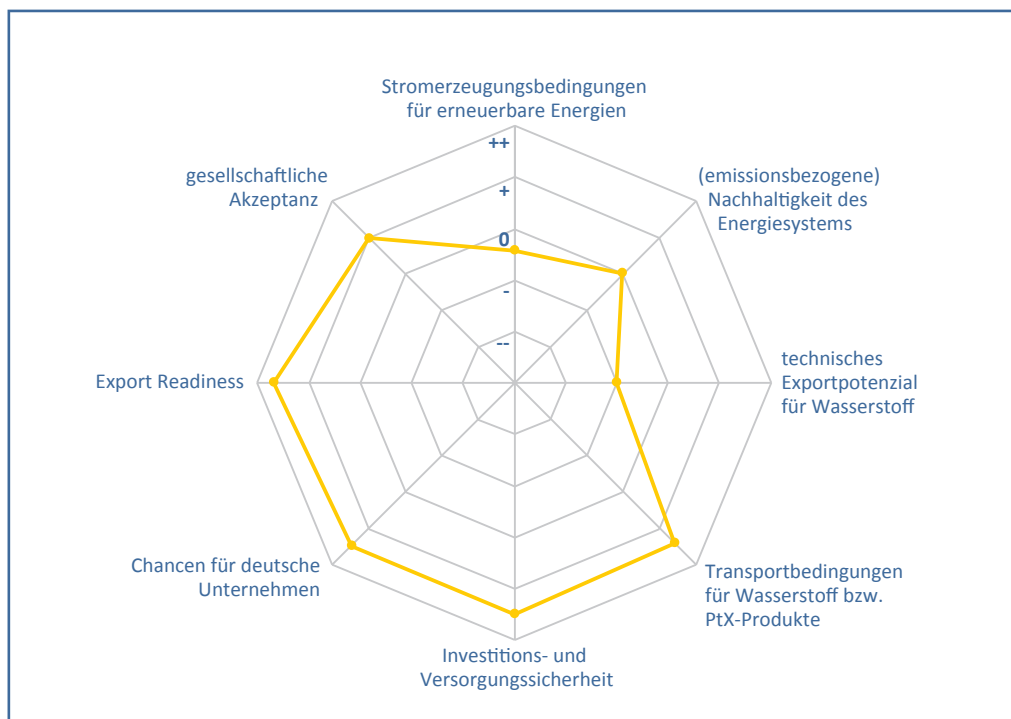


Abbildung 20: Länderbewertung für Spanien (Quelle: eigene Darstellung).

93 Angenommen wird eine Pipeline mit einem Durchmesser von 1016 Millimetern, einem Transportvolumen von 56,5 Terawattstunden pro Jahr und einer Auslastung von 68 Prozent, um auch die volatile Stromspeisung mit zu berücksichtigen.

Zentrale Herausforderung

- Eine Pipeline von der Iberischen Halbinsel führt zwangsläufig durch Transitländer, die dem Bau einer neuen Trasse zustimmen und diesen unterstützen müssen. Mögliche energie-, wirtschafts-, regional- und umweltpolitische Interessenskonflikte sind diesbezüglich zu beachten.



7.2.2 Druckwasserstoff (gasförmig) per Pipeline aus der Ukraine



Der betrachtete Pfad bildet exemplarisch den Transport von komprimiertem gasförmigem Wasserstoff nach Deutschland ab. Anders als beim Beispiel Spanien erfolgt der Transport hier entweder über eine umgerüstete Erdgaspipeline oder eine Wasserstoffpipeline, die in einer bestehenden Trasse einer Erdgasleitung neu errichtet wurde. Dies führt zu einer deutlichen Verkürzung des Umsetzungshorizonts auf etwa fünf Jahre und ermöglicht erhebliche Kosteneinsparungen.

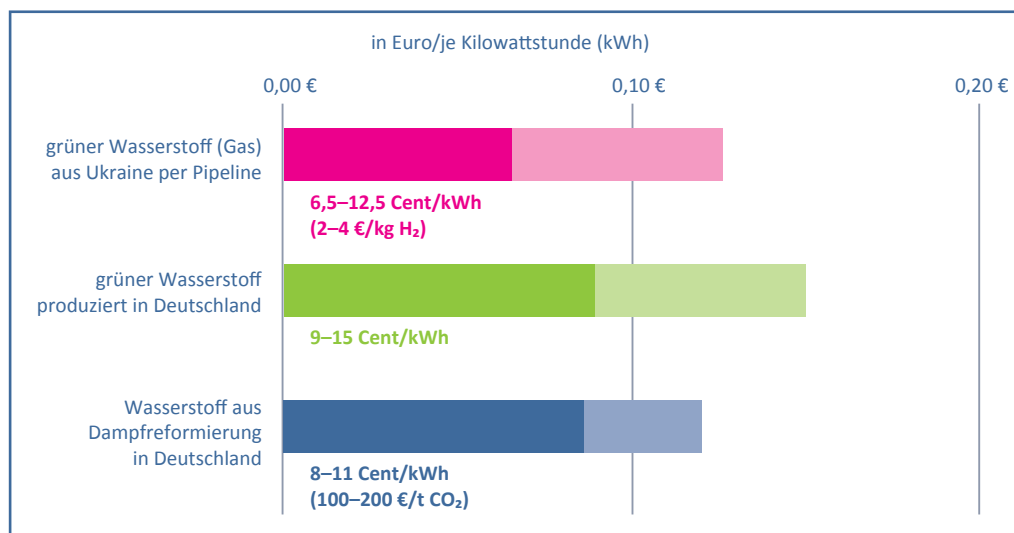
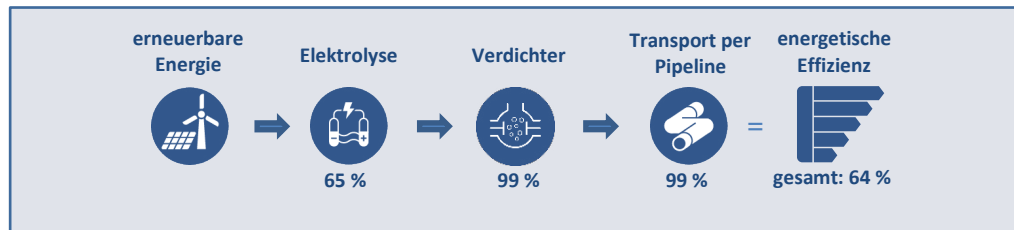


Abbildung 21: Kostenvergleich für aus der Ukraine nach Deutschland importierten Druckwasserstoff (Quelle: eigene Berechnungen).

Besonderheiten

- Das ukrainische Stromversorgungssystem basiert weitgehend auf der Nutzung von Kernenergie und fossilen Energieträgern – insbesondere Kohle. Es wies bereits vor dem russischen Angriff auf das Land einen hohen Modernisierungsbedarf auf, zu dem nach der Beendigung des Kriegs perspektivisch ein umfangreicher Wiederaufbau von Versorgungsleitungen, Kraftwerksanlagen, Energiespeichern usw. hinzukommt.
- Bislang war der Marktzugang für Erneuerbare-Energie-Anlagen durch regulatorische Hürden stark erschwert, was die dringend erforderliche Transformation des Stromsystems zusätzlich verzögerte. Das technische Exportpotenzial für Wasserstoff kann aufgrund eingeschränkter Photovoltaik- und Windenergiepotenziale an Land nur durchschnittlich bewertet werden und wäre gegebenenfalls nur unter intensiver Nutzung des kostenintensiveren Offshore-Windpotenzials erschließbar.
- Die Kostenvorteile einer großen Pipeline sind nur auszuschöpfen, wenn erhebliche Mengen Wasserstoff im Land produziert würden. Dies erscheint wegen der Kriegsfolgen, der kaum vorhandenen Erzeugungskapazitäten für erneuerbaren Strom und begrenzter Erfahrungen mit der Errichtung und dem Betrieb von EE-Anlagen sehr herausfordernd. Das Photovoltaikpotenzial ist begrenzt - es entspricht in etwa

dem, das im Süden Deutschlands vorhanden ist. Auch für die Windenergie an Land sind die Potenziale sowohl hinsichtlich der durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten als auch der für die Windenergie nutzbaren Flächen beschränkt. Ausreichend große Anteile an Erneuerbaren böte eine Erschließung und Nutzung von Offshore-Windstrom im Schwarzen Meer, der allerdings mit erhöhten Gesteungskosten einhergeht.

- Für einen Ausbau der erneuerbaren Energien zur Wasserstoffproduktion braucht es den Zugang zu günstigem Kapital sowie zu erfahrenen Unternehmen für die Errichtung der Anlagen. Die Ukraine ist jedoch bereits seit Jahren von den zunächst bestehenden Territorialkonflikten um die Krim und den Donbass und nun komplett vom Krieg mit Russland geprägt. Politische und ökonomische Ressourcen standen und stehen daher nicht für eine Modernisierung des fossilbasierten Energiesystems zur Verfügung. Hinzu kam in der Vergangenheit bei größeren Projekten das Problem der Korruption⁹⁴.

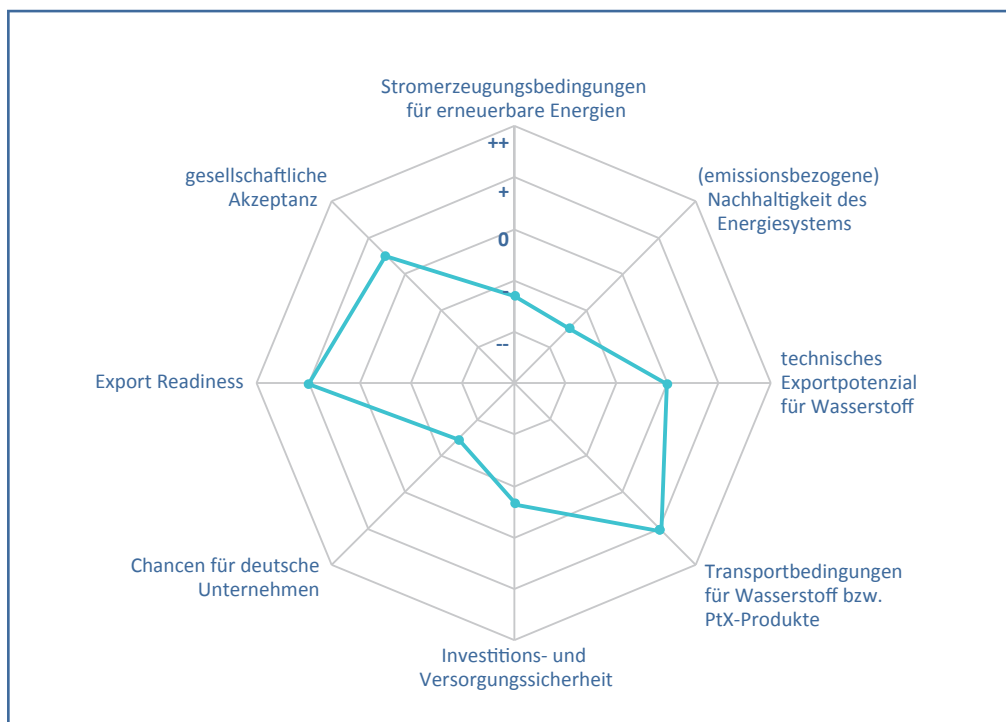


Abbildung 22: Länderbewertung für die Ukraine (Quelle: eigene Darstellung).

- Grundsätzlich besteht in der Ukraine eine positive Einstellung zum Export, weil er mit der Sicherung von Einkommen verbunden wird. Ob sich dies auf den Wasserstoffbereich übertragen lässt, ist unter anderem deswegen unklar, weil Wasserstoff und der erforderliche Ausbau der Erneuerbaren zuerst dem heimischen Energiesystem Nutzen stiften sollte. Dies könnte dazu führen, dass deren Einsatz vorrangig für die Ukraine selbst befürwortet und ein Export abgelehnt wird. Insgesamt lässt sich die Einstellung der Bevölkerung gegenüber den erneuerbaren Energien derzeit schwer einschätzen.

94 Im Korruptionswahrnehmungsindex (Corruption Perceptions Index, CPI) belegte die Ukraine 2021 von 180 Staaten den 122. Platz (Vgl. Transparency International Deutschland 2022).

Zentrale Herausforderungen

- Die zentrale Herausforderung für die Ukraine sind die Folgen des gegenwärtigen Krieges, wobei dessen Dauer und der Umfang der Schäden derzeit noch nicht absehbar sind. Außenpolitisch ist das Land relevant für Europa, sodass aus politischen Gesichtspunkten eine stärkere Kooperation im Energiebereich erstrebenswert ist. Ein erster Schritt erfolgte bereits im März 2022 mit der kurzfristigen Ausweitung des Anschlusses an das europäische Stromnetz. So erfolgte eine vollständige technische Synchronisierung des ukrainischen Stromsystems mit dem europäischen ENTSOE-Kontinentalnetz. Eine Import-Export-Beziehung für Wasserstoff mit der EU durch eine neue oder umgewidmete Wasserstoffpipeline könnte perspektivisch für die Nachkriegszeit ein weiterer Schritt sein.
- Die Ukraine benötigt für die Modernisierung des Energiesystems sehr viel günstiges Kapital. Der notwendige Wiederaufbau nach dem Krieg bietet dafür eine Chance, weil davon auszugehen ist, dass internationale Geldgeber erhebliche Mittel bereitstellen werden. Diese könnten im Energiesystem gezielt für eine Dekarbonisierung, die Reduktion der Abhängigkeit von Energielieferungen und den Aufbau von Energieexportstrukturen eingesetzt werden. Durch den Aufbau von Wasserstoffexportkapazitäten über bestehende Erdgaspipelines beziehungsweise -trassen ließen sich dann Exporteinnahmen generieren.



7.2.3 Flüssigwasserstoff oder Ammoniak per Schiff aus der Magreb-Region am Beispiel Marokkos



Flüssigwasserstoff:

Dieser Pfad bildet beispielhaft den Transport von Flüssigwasserstoff per Tankschiff nach Deutschland ab. Der Wasserstoff wird am Ort der Produktion unter Nutzung von kostengünstigem erneuerbarem Strom verflüssigt und tiefkalt auf noch in der Entwicklung beziehungsweise im Bau befindliche Spezialschiffe (siehe Kapitel 8) zum Bestimmungshafen transportiert. Je nach Endanwendung kann der Flüssigwasserstoff dann entweder in Trailer umgeladen und zum Endkunden transportiert oder regasifiziert in eine Wasserstoffverteilinfrastruktur eingespeist werden. Der Umsetzungshorizont für einen Transport großer Mengen liegt jenseits von zehn Jahren, insbesondere weil die entsprechende Schiffsflotte nicht früher zur Verfügung stehen wird.

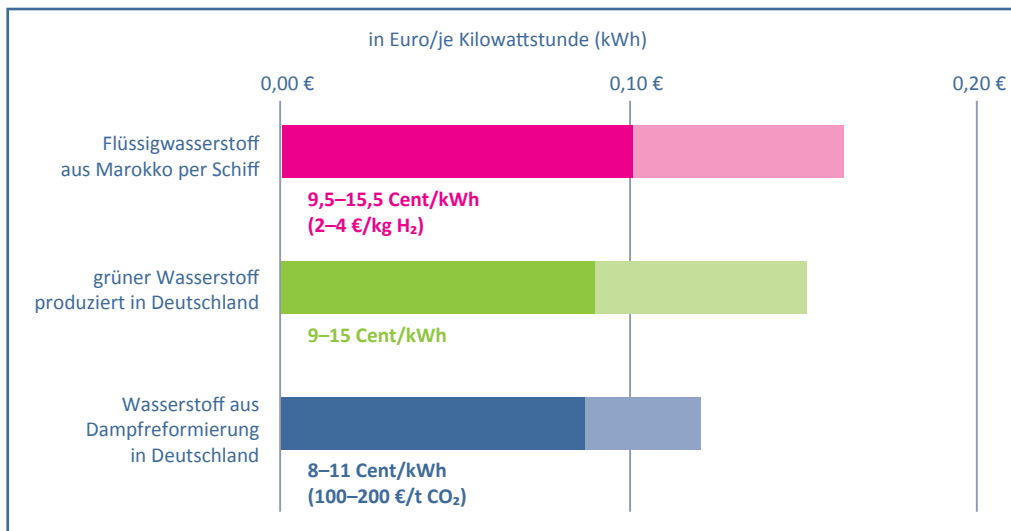
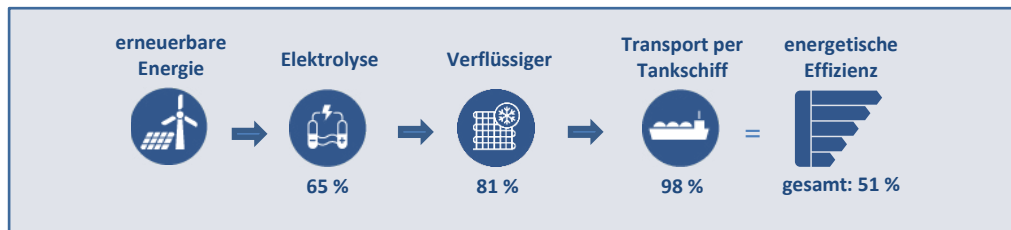


Abbildung 23: Kostenvergleich für aus Marokko nach Deutschland importierten Flüssigwasserstoff (Quelle: eigene Berechnungen).

Ammoniak:

Dieser Pfad bildet beispielhaft den Transport von Ammoniak per Tankschiff nach Deutschland ab. Der Wasserstoff wird vor Ort mit Stickstoff aus einer Luftzerlegungsanlage in einem modifizierten Haber-Bosch-Verfahren zu Ammoniak (NH_3) synthetisiert und als Chemierohstoff in einen entsprechenden Chemikalientanker gepumpt und transportiert⁹⁵. Anlandung und Weitertransport innerhalb Europas nach Deutschland können über bestehende Transportinfrastrukturen (Häfen, Verladeterminals, Tankzüge, Trailer) erfolgen. Aufgrund der vorhandenen Infrastrukturen wird von einem Umsetzungshorizont rund zwei Jahren ausgegangen, sofern das Ammoniak in der chemischen Industrie direkt eingesetzt wird und der Wasserstoff nicht zurückgewonnen werden soll.

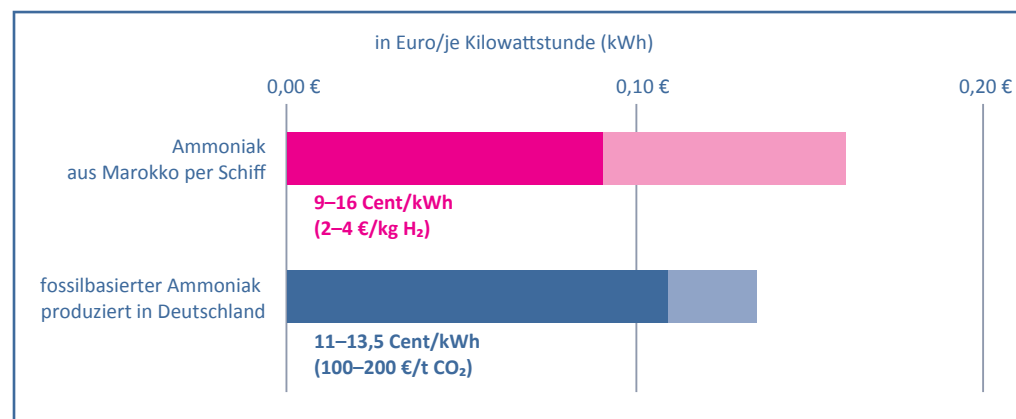
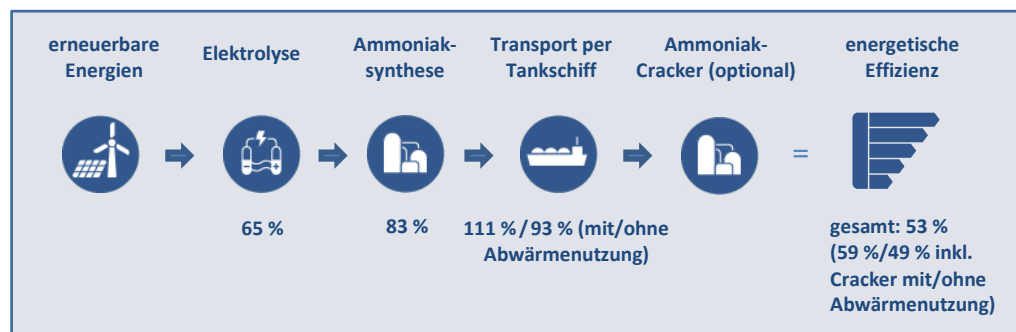


Abbildung 24: Kostenvergleich für aus Marokko nach Deutschland importierten Ammoniaks (Quelle: eigene Berechnungen).

Besonderheiten

- Marokko weist ein zusätzliches Erzeugungspotenzial für erneuerbare Energien auf. Allerdings könnte gerade die Erschließung des Photovoltaikpotenzials im Süden den Westsahara-Konflikt verschärfen. Windenergiepotenziale bieten vor allem die Standorte an den Küsten, jedoch sind diese meist stark besiedelt und stehen daher nicht oder nur sehr eingeschränkt zur Verfügung. Eine deutliche Verbesserung könnte die Nutzung der vorhandenen Offshore-Wind-Potenziale mit sich bringen.

⁹⁵ Die Effizienz von über 100 Prozent in der Abbildung zur Wirkungskette ergibt sich aus der Nutzung überschüssiger Prozesswärme für das Cracken des Ammoniaks, denn diese wird nicht als energetischer Zustrom bilanziert.

- Die Herausforderung besteht darin, dass der Aufbau einer Exportinfrastruktur für grünen Wasserstoff beziehungsweise erneuerbares Ammoniak nicht die Defossilisierungsziele für Marokkos eigenes Energiesystem konterkarieren darf, indem die aufgebauten Kapazitäten an erneuerbarem Strom vorrangig für die grüne Wasserstoffproduktion statt für den Ersatz der Kohlestromezeugung genutzt werden.
- Die für die Erzeugung erneuerbaren Stroms und damit auch für die Erzeugung grünen Wasserstoffs benötigten Flächen können eine Konkurrenz zu Anbauflächen für Lebensmittel darstellen und die ohnehin bereits vorhandenen Flächenkonflikte weiter verschärfen.
- Neben der Flächenverfügbarkeit stellt die Nutzung der Wasserressourcen eine weitere Konkurrenzsituation dar. Hier darf die Erzeugung grünen Wasserstoffs nicht die ohnehin oftmals schlechte Versorgung der Bevölkerung mit Trinkwasser oder der Landwirtschaft mit Nutzwasser weiter beeinträchtigen. An Küstenstandorten kann auf Meerwasserentsalzungsanlagen zurückgegriffen werden, insofern diese mit Strom aus erneuerbaren Energien kostengünstig zu betreiben sind und ökologisch akzeptable Entsorgungspfade für die anfallende Sole aufweisen. Sind diese Voraussetzungen gegeben, stellen sie eine nachhaltige Lösung mit vergleichsweise geringen Mehrkosten dar, die zudem zur Verbesserung der Wasserversorgung vor Ort beitragen kann.
- Durch die geografische Nähe zu Europa ist grundsätzlich auch ein Pipelinetransport von Wasserstoff denkbar, der sich schneller realisieren ließe, wenn Trassen bestehender Erdgaspipelines genutzt werden könnten. So soll beispielsweise eine Erdgaspipeline von Algerien über Marokko nach Spanien zukünftig stillgelegt werden⁹⁶, für die eine anderweitig sinnvolle Nutzung geprüft werden kann.
- Gerade für die Ammoniakproduktion bestehen bereits Infrastrukturen, die um beziehungsweise weitergenutzt werden können. Allerdings erfolgt bislang kein Ammoniakexport, denn das Ammoniak wird direkt in Marokko zu Düngemitteln weiterverarbeitet.
- In Marokko ist ein sehr kompetitives Umfeld gegeben, in dem deutsche Unternehmen intensiv mit Bewerbern aus anderen Ländern konkurrieren. Auch wenn deutsche Unternehmen ganz allgemein ein hohes Ansehen im Land genießen, sind die Erfolgsaussichten bei einem Neueinstieg von Unternehmen daher eher begrenzt. Es existieren bereits verschiedene Energiepartnerschaften, die es zu berücksichtigen gilt, die aber möglicherweise auch gezielt für ein Engagement vor Ort genutzt werden könnten.

Zentrale Herausforderung

- Für eine enge politisch-wirtschaftliche Partnerschaft mit Marokko und ein investorenfreundliches Klima sind aus Sicht deutscher Unternehmen Stabilität und Verlässlichkeit wichtige Faktoren. Der Konflikt um die nach Unabhängigkeit strebende Region Westsahara, die Marokko besetzt hält und – völkerrechtlich nicht anerkannt – für sich beansprucht, führte in der Vergangenheit teils zu Unstimmigkeiten im deutsch-marokkanischen Verhältnis. Obwohl die Beziehungen Deutschlands zu Marokko ebenso wie auch zu den anderen Magreb-Staaten als gut zu bewerten

⁹⁶ Im Oktober 2021 wurde beschlossen, eine in Algerien beginnende und durch Marokko führende Erdgaspipeline nach Spanien stillzulegen, die prinzipiell einer neuen Nutzung als Wasserstoffpipeline zugeführt werden könnte. Dafür müssten Algerien und Marokko allerdings ihre Streitigkeiten im Rahmen des Konflikts um die Region Westsahara beilegen (vgl. El País 2021; European Parliament 2021; Der Standard 2022 sowie <http://www.emplpipeline.com/en> (Zugriff: 15.07.2022)).

sind, können sich aus dem Konflikt Belastungen für die Umsetzung aussichtsreicher gemeinsamer Wasserstoffprojekte ergeben. Unternehmen aus anderen Ländern sind dann unter Umständen schneller, was den Aufbau weiterer Partnerschaften nach Klärung der Differenzen gegebenenfalls erschwert.

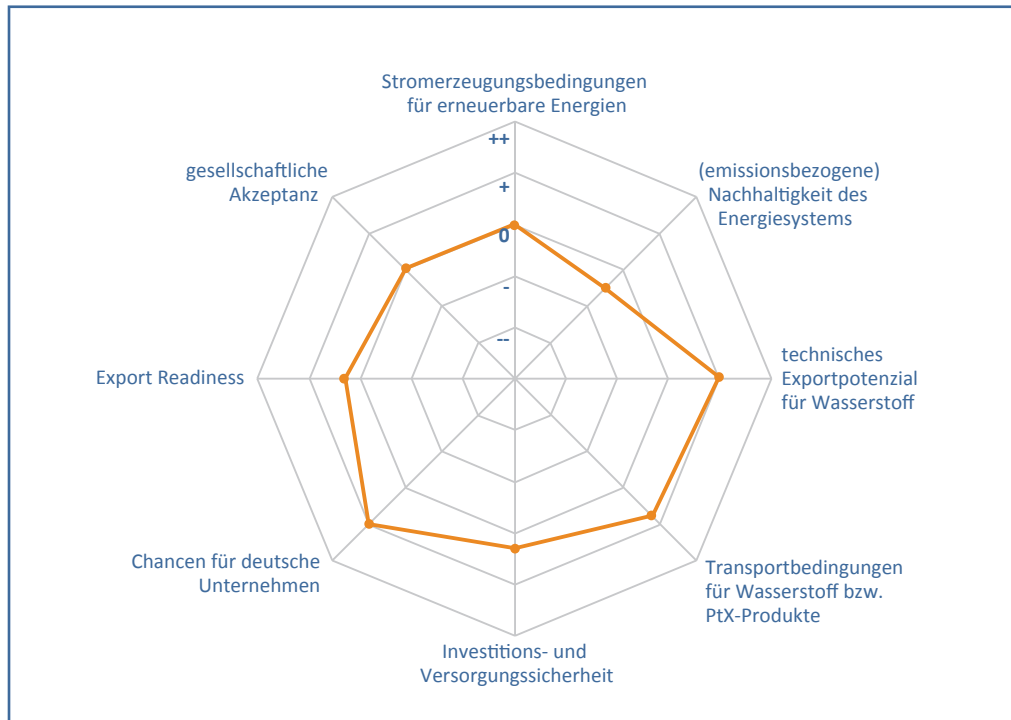


Abbildung 25: Länderbewertung für Marokko (Quelle: eigene Darstellung).



7.2.4 Fischer-Tropsch-Produkt oder Methanol per Schiff von der Arabischen Halbinsel am Beispiel Saudi-Arabiens



Fischer-Tropsch-Produkt:

Dieser Pfad bildet beispielhaft den Transport eines Fischer-Tropsch-Produkts im Sinne eines synthetischen Rohölersatzes per Tankschiff nach Deutschland ab. In Saudi-Arabien wird grüner Wasserstoff mittels Wasserelektrolyse auf der Basis erneuerbaren Stroms produziert sowie kurzfristig mit Kohlenstoffdioxid aus Industrieprozessen und mittelfristig mit CO₂ aus der Luft, das heißt über Direct Air Capture in einem Fischer-Tropsch-Prozess zu einem synthetischen Kohlenwasserstoffgemisch umgesetzt. Dieses wird über die bestehenden Transportinfrastrukturen für Rohöl (Tanker, Häfen, Pipelinesysteme zu Raffinerien etc.) exportiert. In Deutschland ersetzt es fossilbasiertes Rohöl in Raffinerien und ermöglicht die Produktion klimaneutraler Produkte wie e-Kerosin, e-Diesel, e-Naphtha und nahezu aller sonstigen bekannten Nebenprodukte der Mineralölindustrie. Eine Rückgewinnung des Wasserstoffs aus dem Fischer-Tropsch-Produkt erfolgt nicht. Durch die Nutzung sämtlicher bestehender Infrastrukturen aus der fossilbasierten Produktion beziehungsweise dem Export wird von einem Umsetzungshorizont von etwa zwei Jahren ausgegangen, insofern eine Nutzung von konzentrierten industriellen CO₂-Quellen möglich ist.

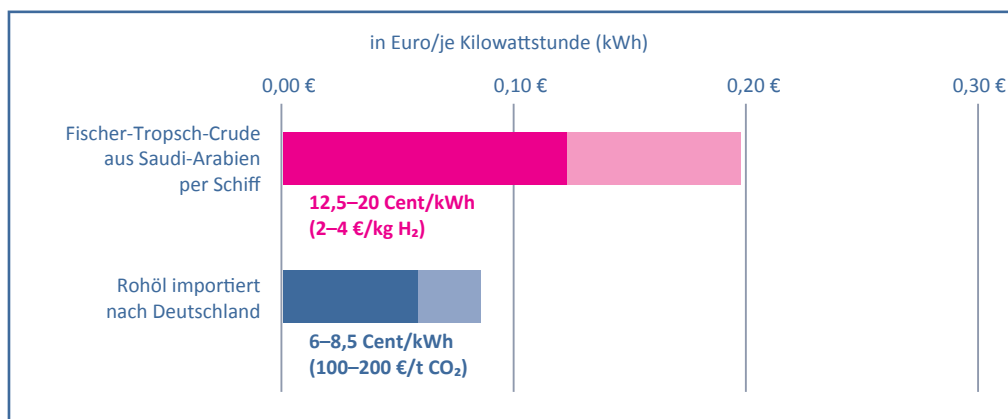
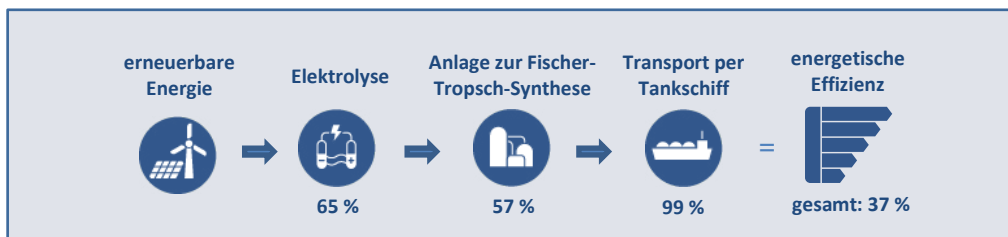


Abbildung 26: Kostenvergleich für aus Saudi-Arabien nach Deutschland importiertes synthetisches Fischer-Tropsch-Produkt (Quelle: eigene Berechnungen).

Methanol:

Dieser Pfad bildet beispielhaft den Transport von Methanol als Grundchemikalie per Tankschiff nach Deutschland ab. In Saudi-Arabien wird Wasserstoff auf Basis erneuerbaren Stroms produziert sowie anschließend kurzfristig mit Kohlenstoffdioxid aus Industrieprozessen und mittelfristig mit CO₂ aus der Luft in einem Syntheseverfahren zu Methanol umgesetzt. Das „grüne“ Methanol wird über für Methanol bestehende oder neu etablierte Transportinfrastrukturen aus Saudi-Arabien exportiert und ersetzt in Deutschland fossilbasiertes Methanol, das beispielsweise als Kraftstoffadditiv und in der chemischen Industrie als Grundchemikalie dient. Eine Rückgewinnung des Wasserstoffs in Deutschland erfolgt nicht. Aufgrund der bereits vorhandenen Infrastrukturen und etablierten Export-/Importstrukturen für Methanol wird von einem Umsetzungshorizont von weniger als fünf Jahren ausgegangen. Dies gilt jedoch auch hier nur unter der Voraussetzung, dass konzentrierte CO₂-Ströme aus Industrieprozessen als Kohlenstoffquelle zur Verfügung stehen.

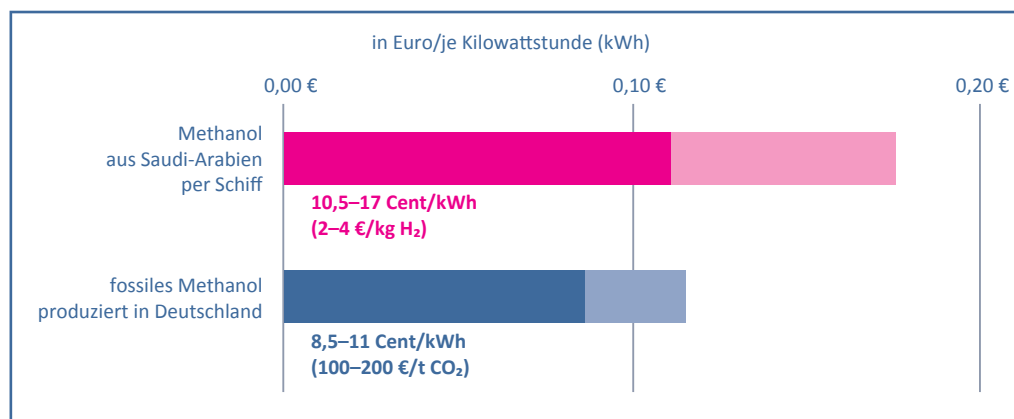
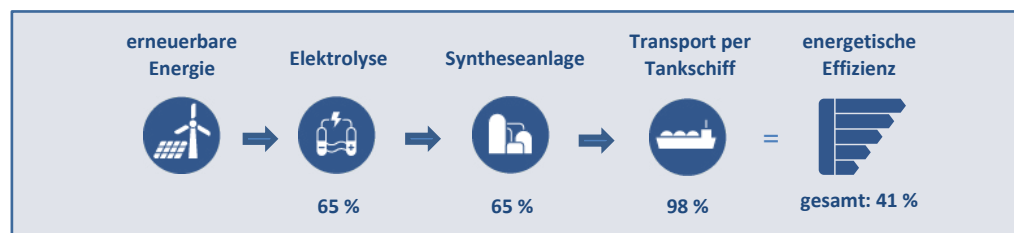


Abbildung 27: Kostenvergleich für aus Saudi-Arabien nach Deutschland importiertes synthetisches Methanol (Quelle: eigene Berechnungen).

Besonderheiten

- In Saudi-Arabien sind zunehmende Aktivitäten zum Ausbau der erneuerbaren Energien zu verzeichnen. So gibt es unter anderem mehrere Photovoltaikgroßprojekte⁹⁷, weil in Saudi-Arabien Photovoltaikstrom extrem günstig produziert werden kann. Die zur Erzeugung erneuerbaren Stroms benötigten Flächen stehen in Saudi-Arabien in der Regel nicht in Konkurrenz zu Anbauflächen für Lebensmittel usw.
- Saudi-Arabien weist als eines der größten erdölexportierenden Länder und als der größte Exporteur von Methanol bestehende Exportstrukturen auf, auf denen beim

⁹⁷ 2021 wurde ein Solarpark mit einer Leistung von 300 Megawatt in Betrieb genommen und aktuell wird an einem Solarkraftwerk mit 1.500 Megawatt gearbeitet (vgl. IWR 2021).

Aufbau einer Exportinfrastruktur für klimaneutrales Fischer-Tropsch-Produkt und grünes Methanol aufgesetzt werden kann.

- Perspektivisch werden die fossilen Energien Saudi-Arabiens an den Exportmärkten an Bedeutung verlieren und klimaneutrale Produkte auf dem Weltmarkt verstärkt nachgefragt werden. Daher sieht sich das Land einem zunehmenden Druck ausgesetzt, im Bereich der klimaneutralen Technologien zu investieren, um auch zukünftig ausreichend Wertschöpfung generieren zu können. Entsprechend sind in Saudi-Arabien, beispielsweise beim saudischen Erdölkonzern Saudi-Aramco, wie auch auf der Arabischen Halbinsel im Allgemeinen, intensive Entwicklungsaktivitäten im Bereich Wasserstoff, seinen Syntheseprodukten und den dafür notwendigen erneuerbaren Energien zu beobachten.
- Trotz der geringen Wahrscheinlichkeit für Flächenkonkurrenzen lässt sich schwer beurteilen, wie die Akzeptanz im Land beziehungsweise in der Bevölkerung für den Ausbau der erneuerbaren Energien und den potenziellen Export von Wasserstoff und seiner synthetischen Folgeprodukte ausfällt. Dass sich dies für Außenstehende ohne Landeserfahrungen schwer einschätzen lässt, liegt nicht zuletzt auch am diffizilen, stark hierarchisch geprägten Gesellschaftsgefüge.

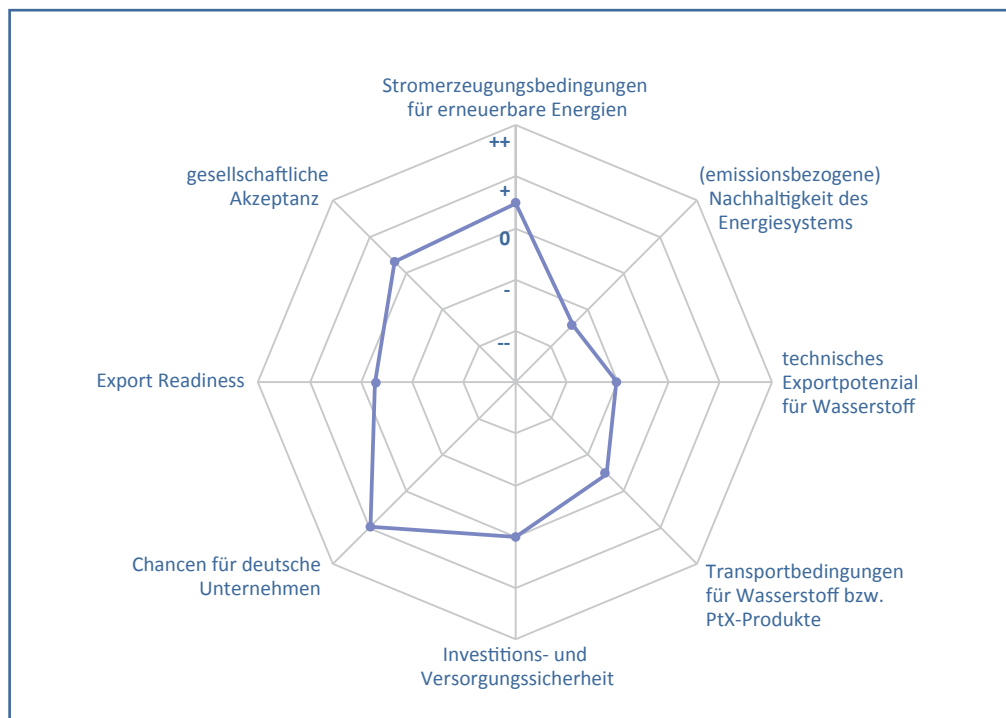


Abbildung 28: Länderbewertung für Saudi-Arabien (Quelle: eigene Darstellung).

- Der Wasserbedarf für die Wasserstoffproduktion und die Syntheseprozesse könnte über Meerwasserentsalzungsanlagen gedeckt werden, weil Saudi-Arabien den dafür benötigten erneuerbaren Strom sehr kostengünstig bereitstellen kann. Ökonomisch ist die Wasserentsalzung daher eine sinnvolle Lösung, weil sie mit Blick auf die Gesamtproduktionskosten der Endprodukte nur geringe Mehrkosten verursacht. Zu berücksichtigen sind dabei jedoch auch ökologisch akzeptable Entsorgungspfade für die anfallende Sole, um keine umweltbezogenen Konfliktpotenziale zu schaffen.

- Wie allgemein auf der Arabischen Halbinsel herrscht in Saudi-Arabien eine Art Willkommenskultur für ausländische und gerade auch deutsche Unternehmen. Allerdings sind bei einem unternehmerischen Engagement die grundlegend anders strukturierten, das heißt stark religiös geprägten, autokratischen und auf die Herrscher(familien) zugeschnittenen Rechtssysteme und Gesellschaftsformen auf der Arabischen Halbinsel zu beachten. Wegen der großen kulturellen und rechtlichen Unterschiede können sich diese Länder als herausfordernder Markt für ausländische Investoren darstellen. Die Top-down-Entscheidungsstrukturen gerade bei größeren oder für die saudische Führung image- und prestigefördernden Projekten (zum Beispiel Neom) bieten für Unternehmen zwar entsprechende Umsetzungschancen und Marktpotenziale, beinhalten jedoch in der Regel keine Mitsprachemöglichkeiten für von Bauvorhaben Betroffene, zivilgesellschaftliche Gruppen und Arbeiternehmerinnen und Arbeitnehmer vor Ort.

Zentrale Herausforderung

- Die sehr schlechte Menschenrechtslage in Saudi-Arabien⁹⁸ kann für ein Engagement deutscher Unternehmen – sowohl mit Blick auf die Projektumsetzungsbedingungen vor Ort als auch hinsichtlich der Außenwirkung und der Einhaltung verpflichtender oder selbst gesetzter Standards – problematisch sein. Bei der Realisierung konkreter Projekte sind insbesondere die häufig kritisierten Arbeitsbedingungen auf Großbaustellen und der Umgang mit Personen, die von den Umsetzungsaktivitäten beeinträchtigt werden (zum Beispiel Umsiedlung, Flächenenteignungen, Nutzungskonflikte bei natürlichen Ressourcen), im Blick zu behalten.

⁹⁸ Neben der Beteiligung Saudi-Arabiens am Krieg in Jemen, der für die Zivilbevölkerung vor Ort mit hohen Opferzahlen und äußerst prekären Lebensbedingungen verbunden ist, zählen auch die Ausübung der Todesstrafe, die Verfolgung und Folterung Oppositioneller sowie lange Haftstrafen bei geäußelter Kritik an saudischen Autoritäten zu den Kritikpunkten. Hinzu kommen nicht selten problematische Arbeits- und Lebensbedingungen für Gastarbeiterinnen und Gastarbeiter (vgl. Amnesty International 2022, S. 316 ff.; vgl. Human Rights Watch 2022, S.569; vgl. OHCHR 2022; vgl. Deutscher Bundestag 2020).



7.2.5 Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) oder Fischer-Tropsch-Produkt per Schiff aus Subsahara-Afrika am Beispiel Südafrikas



LOHC:

Dieser Pfad bildet beispielhaft den Transport von Wasserstoff gebunden in einem LOHC per Tankschiff nach Deutschland ab. Der durch erneuerbaren Strom vor Ort produzierte Wasserstoff wird in einem Syntheseprozess in einem Trägermolekül wie zum Beispiel Benzyltoluol gebunden, sodass ein Liquid Organic Hydrogen Carrier entsteht. Dieser LOHC weist in seiner Handhabung ähnliche Eigenschaften und ein ähnliches Verhalten wie Diesel auf. Daher wird unterstellt, dass für LOHC eine Um- und Weiternutzung bestehender Diesel- oder Mineralölinfrastrukturen möglich ist. Folglich kann das LOHC in Südafrika auf Tankschiffe verladen, nach Deutschland transportiert und zentral nach Anlandung am Hafen dehydriert werden. Hierfür wird eine externe Wärmequelle benötigt. Der freigesetzte Wasserstoff wird im Falle eines Bedarfs hoher Reinheiten noch gereinigt und anschließend den gewünschten Anwendungen zugeführt. Das Trägermedium muss per Schiff nach Südafrika zurücktransportiert werden, um den nächsten Beladungszyklus zu durchlaufen. Der Umsetzungshorizont wird für den industriellen Maßstab auf etwa zehn Jahre geschätzt.

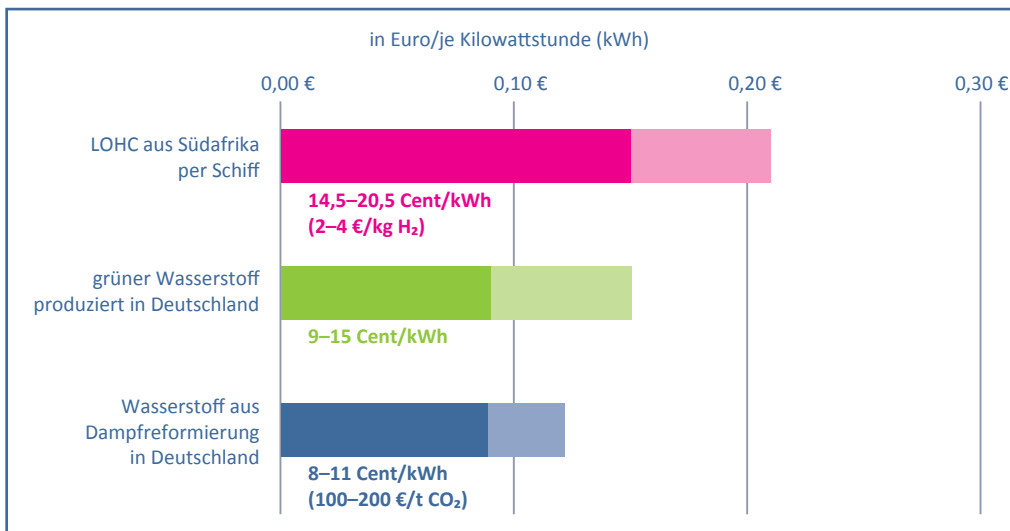
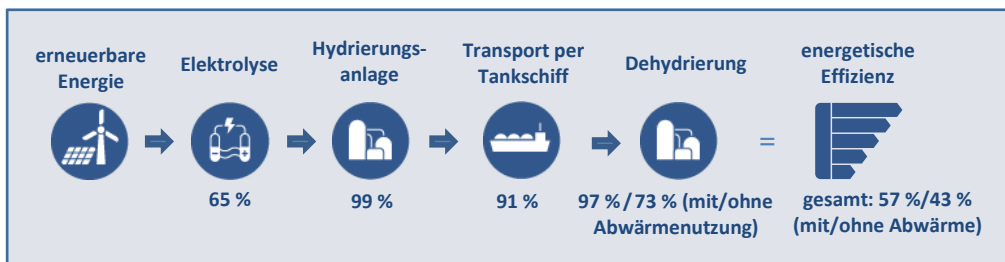


Abbildung 29: Kostenvergleich für aus Südafrika nach Deutschland importierten Wasserstoff mittels LOHC (Quelle: eigene Berechnungen).

Fischer-Tropsch-Produkt:



Dieser Pfad bildet beispielhaft den Transport eines Fischer-Tropsch-Produkts im Sinne eines synthetischen Rohölersatzes per Tankschiff nach Deutschland ab. In Südafrika wird Wasserstoff mittels Wasserelektrolyse auf Basis erneuerbaren Stroms produziert und mit Kohlenstoffdioxid, das kurzfristig aus Industrieprozessen und mittelfristig aus der Luft gewonnen wird, in einem Fischer-Tropsch-Prozess zu einem synthetischen Kohlenwasserstoffgemisch umgesetzt. Dieses wird als Ersatz für beziehungsweise als Beimischung zu fossilem Rohöl eingesetzt und über die bestehenden Transportinfrastrukturen für Rohöl (Tanker, Häfen, Pipelinesysteme zu Raffinerien etc.) exportiert. In Deutschland ersetzt es fossilbasiertes Rohöl in Raffinerien sowie der Petrochemie und ermöglicht die Produktion klimaneutraler Produkte wie e-Kerosin, e-Diesel, e-Naphtha und nahezu aller sonstigen bekannten Nebenprodukte der Mineralölindustrie. Eine Rückgewinnung des Wasserstoffs aus dem Fischer-Tropsch-Produkt erfolgt nicht. Aufgrund der vorhandenen Rohölinfrastrukturen in Deutschland und Südafrika wird von einem Umsetzungshorizont von etwa zwei Jahren ausgegangen, insofern industrielle Punktquellen als Kohlenstoffquelle genutzt werden können.

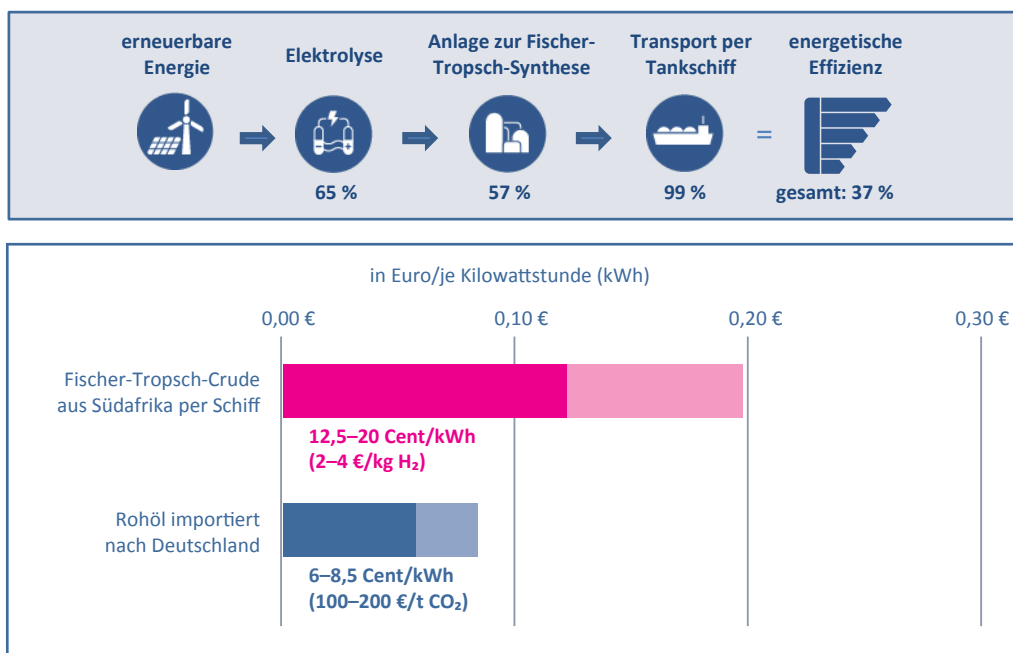


Abbildung 30: Kostenvergleich für aus Südafrika nach Deutschland importiertes synthetisches Fischer-Tropsch-Produkt (Quelle: eigene Berechnungen).

Besonderheiten

- Südafrika weist gute Potenziale zur Erzeugung erneuerbaren Stroms aus Photovoltaik und Windenergie an Land sowie sehr gute Bedingungen für die Offshore-Windenergie auf.
- Das südafrikanische Energiesystem ist aktuell noch sehr stark durch die Nutzung fossiler Energieträger und dort insbesondere durch die Kohleverstromung geprägt. Daher ist beim Ausbau der erneuerbaren Energien und dem Aufbau von Kooperationen zur Produktion grünen Wasserstoffs darauf zu achten, dass ein möglicher Export von Wasserstoff oder entsprechenden synthetischen Folgeprodukten nicht zulasten der Defossilisierung des Energiesystems in Südafrika geht.

- Südafrika weist eine sehr hohe Expertise bezüglich der Fischer-Tropsch-Synthese auf. Auch wenn sich diese bislang nur auf die Gewinnung von flüssigen Kohlenwasserstoffen aus Kohle konzentrierte, sind zukünftig auch im Bereich synthetischer Kohlenwasserstoffe intensive Entwicklungsaktivitäten zu erwarten.
- Die für die Erzeugung erneuerbaren Stroms benötigten Flächen stehen in Südafrika oftmals in starker Konkurrenz zu Anbauflächen für Lebensmittel. Dies kann zu einer Verschärfung ohnehin bestehender Landnutzungskonflikte führen.
- Konkurrenzsituationen können nicht nur im Bereich der Flächenverfügbarkeit entstehen, auch die Nutzung der Wasserressourcen birgt entsprechendes Konfliktpotenzial. Die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse darf deshalb die ohnehin angespannte Versorgungssituation der Bevölkerung mit Trinkwasser und der Landwirtschaft mit Nutzwasser nicht verschlechtern. Hier bietet sich bei Produktionsstandorten entlang der Küste die Entsalzung von Meerwasser als Wasserquelle an. Aufgrund der sehr kostengünstigen erneuerbaren Stromerzeugung ließe sich diese ökonomisch gut abbilden, wobei jedoch auch Umweltaspekte wie die Entsorgung der Sole zu berücksichtigen sind.

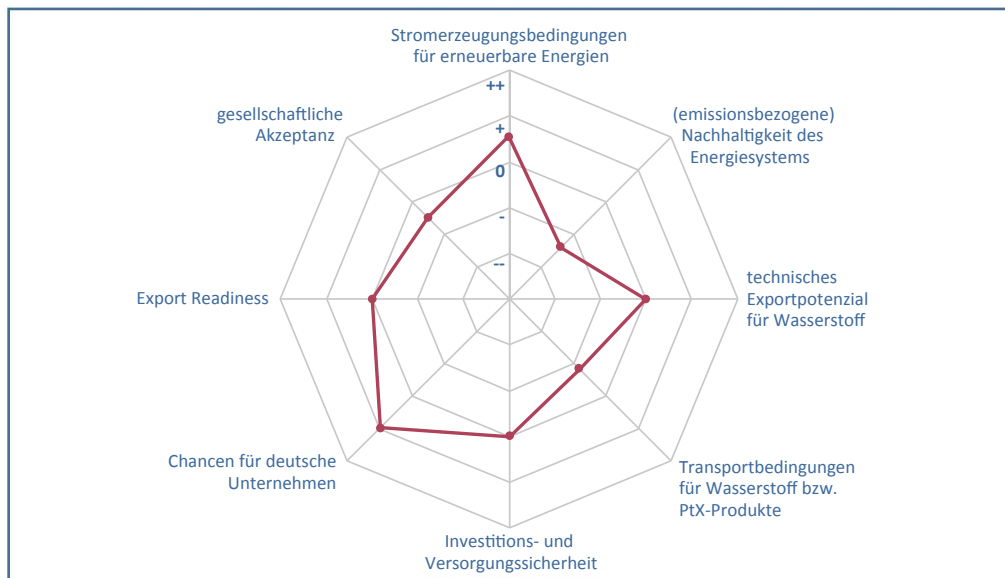


Abbildung 31: Länderbewertung für Südafrika (Quelle: eigene Darstellung).

- Der Ausbau der erneuerbaren Energieversorgung wird aktuell nahezu ausschließlich durch Großinvestoren vorangetrieben. Die Bevölkerung profitiert von diesen Projekten in der Regel nicht, was die bestehenden gesellschaftlichen und verteilungsbezogenen Konflikte weiter verschärfen könnte. Infolge dieser Erfahrungen beim Ausbau der Erneuerbaren könnte die Bevölkerung gegebenenfalls auch der Produktion von Wasserstoff kritisch gegenüberstehen.
- Deutsche Unternehmen genießen ein hohes Ansehen in der Region, was eine sehr gute Ausgangslage für die Realisierung von Projekten darstellt. Allerdings stellt die Rechtssicherheit eine Herausforderung dar, weil örtliche Gepflogenheiten teilweise spürbar von europäischen abweichen und Korruption⁹⁹ eine Rolle spielen kann.
- Zu beachten ist die sehr hohe chinesische Präsenz in Subsahara-Afrika, sodass potenzielle Kooperationspartner in Südafrika eventuell bereits anderweitig vertragliche Verpflichtungen eingegangen und entsprechend gebunden sind.

99 Im Korruptionsindex von Transparency International belegt Südafrika im Jahr 2021 Platz 70 von 180 gelisteten Staaten (vgl. Transparency International Deutschland 2022).



7.2.6 Methanol per Schiff aus Südamerika am Beispiel Brasiliens



Dieser Pfad bildet beispielhaft den Transport von Methanol als Grundchemikalie per Tankschiff nach Deutschland ab. In Brasilien wird Wasserstoff mittels Wasserelektrolyse mit erneuerbarem Strom produziert. Zusammen mit Kohlenstoffdioxid aus Industrieprozessen (kurzfristig) oder aus der Luft (mittelfristig) wird dieser dann in einem Syntheseverfahren zu Methanol umgesetzt. Das „grüne“ Methanol wird über die bereits bestehenden Transportinfrastrukturen für Methanol verschifft. In Deutschland ersetzt es fossilbasiertes Methanol, das beispielsweise als Kraftstoffadditiv und in der chemischen Industrie als Grundchemikalie eingesetzt wird. Eine Rückgewinnung des Wasserstoffs erfolgt somit nicht. Wegen der vorhandenen Infrastrukturen wird unter Annahme der Nutzung industrieller CO₂-Punktquellen von einem Umsetzungshorizont von etwa zwei Jahren ausgegangen.

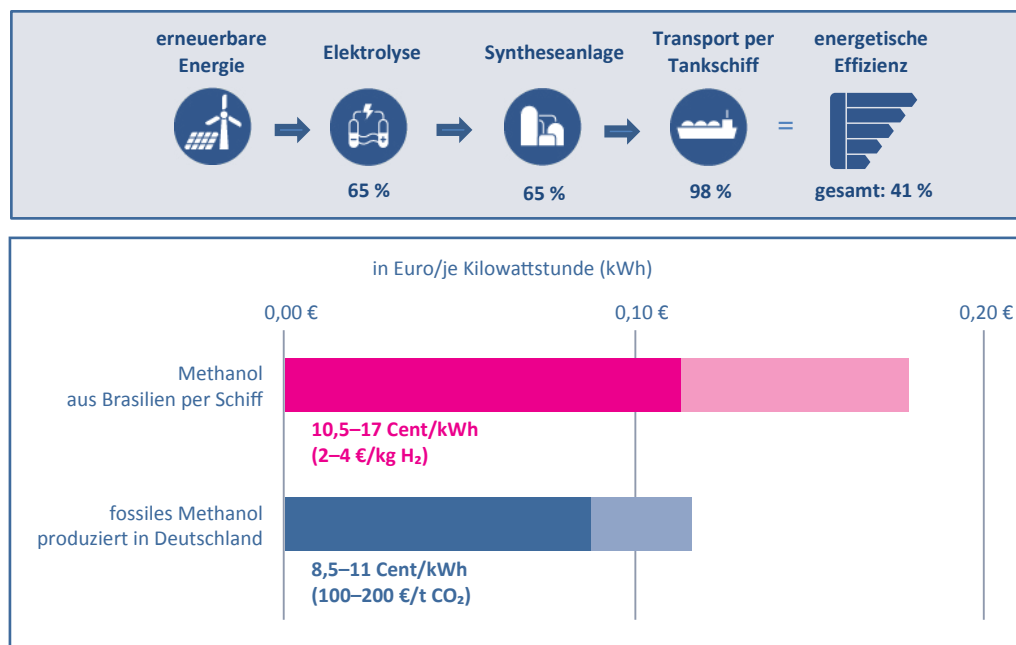


Abbildung 32: Kostenvergleich für aus Brasilien nach Deutschland importiertes synthetisches Methanol (Quelle: eigene Berechnungen).

Besonderheiten

- Brasilien weist ein hohes Potenzial zur Erzeugung erneuerbaren Stroms auf. Insbesondere die solaren Einstrahlungsbedingungen und die Offshore-Windpotenziale sind sehr gut. Für die Windenergie an Land herrschen ebenfalls gute Bedingungen vor. Ergänzt wird dies durch die bereits in großem Maßstab umgesetzte Nutzung der Wasserkraft.
- Insbesondere durch die bestehenden Wasserkraftwerke und die Nutzung von Biomasse (verstärkt Ethanol aus Zuckerrohr) konnte Brasilien bereits im Jahr 2018 rund 47 Prozent seines gesamten Endenergieverbrauchs¹⁰⁰ aus erneuerbaren Energien decken. Daher ist zeitnah von größeren Mengen erneuerbarer Energien auszugehen, die für potenzielle Exporte zur Verfügung stehen. Dementsprechend gut wird das technische Exportpotenzial für Wasserstoff bewertet.

¹⁰⁰ Vgl. IRENA 2018.

- Das Interesse an Wasserstoff ist in Brasilien stark gewachsen, was unter anderem an der Erarbeitung einer Wasserstoff-Roadmap deutlich wird. Zum Zeitpunkt der Analyse lag diese allerdings noch nicht vor und konnte daher nicht in die Ergebnisse mit einfließen.

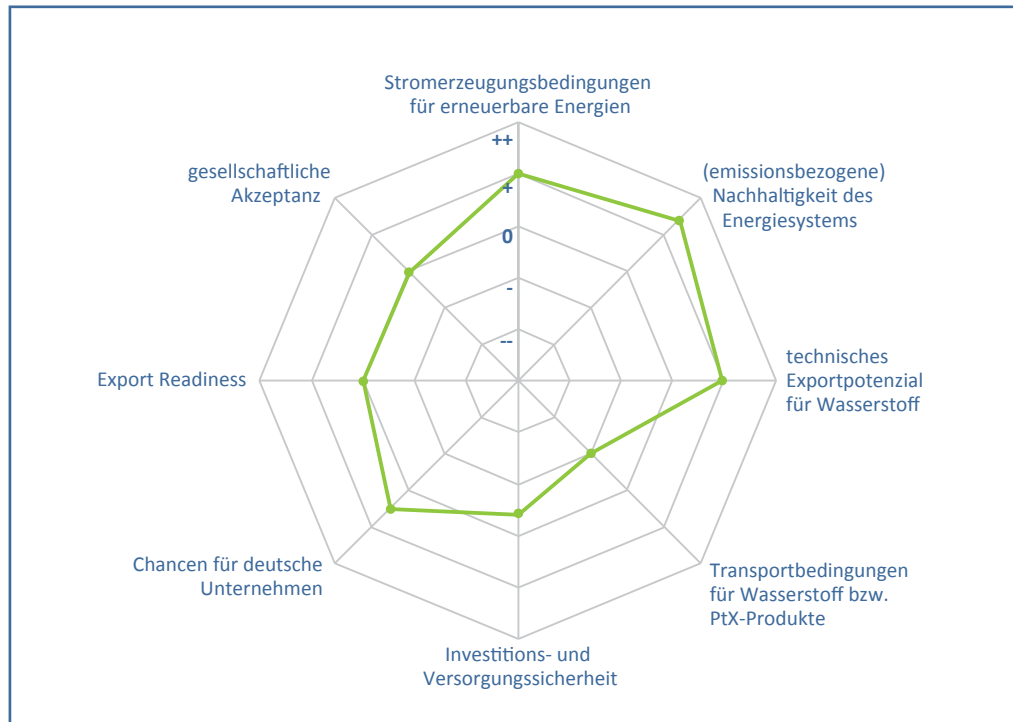


Abbildung 33: Länderbewertung für Brasilien (Quelle: eigene Darstellung).

- In bestimmten Regionen bestehen in der Bevölkerung große Vorbehalte gegenüber einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung, weil in der Vergangenheit besonders Wasserkraftgroßprojekte teilweise gegen geltendes Recht verstießen und ohne Rücksicht auf die Folgen für die Umwelt, das kulturelle Erbe indigener Gemeinschaften sowie unter Missachtung der Lebensbedingungen für die Betroffenen durch- und umgesetzt wurden. Dies führte zu einer kritischen Einstellung gegenüber der Erzeugung erneuerbaren Stroms und könnte auch zur Ablehnung der Produktion von grünem Wasserstoff führen. Die Durchsetzung bestehender Gesetze, die Berücksichtigung kulturellen Erbes und eine direkte Beteiligung gesellschaftlich relevanter Gruppen sind daher unerlässlich, um den nachhaltigen Ausbau erneuerbarer Energien sowie die Akzeptanz von Stakeholdern zu sichern und den gesellschaftlichen Zusammenhalt zu stärken.
- Die guten Exportpotenziale bei den erneuerbaren Energien werden aktuell von den Transportbedingungen für Wasserstoff beziehungsweise PtX-Produkte limitiert. Sie fallen aufgrund der langen Transportdistanz nach Deutschland und einem mittelmäßigen Abschneiden im Logistic-Performance-Index derzeit nicht besonders gut aus. Hinzu kommt möglicherweise das Problem der Korruption bei der Umsetzung von Projekten.¹⁰¹

¹⁰¹ Im Korruptionsindex von Transparency International belegt Brasilien in 2021 Platz 96 von 180 gelisteten Staaten (vgl. Transparency International Deutschland 2022).

- Methanol als nachhaltige Grund- beziehungsweise Plattformchemikalie kann für Brasilien und weitere Länder Südamerikas neue Wertschöpfungsstrukturen eröffnen. Zu prüfen ist in diesem Zusammenhang allerdings, ob eventuell andere Transportoptionen bessere Voraussetzungen für den Aufbau einer Exportinfrastruktur für Wasserstoffsyntheseprodukte bieten oder ergänzend zu synthetischem Methanol aufgebaut werden könnten. Brasilien ist heute zum Beispiel bereits ein Ammoniakimporteurland: Würden die existierenden Importinfrastrukturen zu Exportstrukturen umgewidmet, wäre gegebenenfalls auch ein Export von erneuerbarem Ammoniak mit der entsprechenden Wertschöpfung im Land möglich.
- Mit Brasilien besteht – ebenso wie mit weiteren südamerikanischen Staaten wie Argentinien oder Chile – aus deutscher Sicht eine lange Tradition der Zusammenarbeit. In diesen Ländern sind deutsche Unternehmen sehr präsent und es besteht trotz der Anwesenheit von Akteuren anderer Staaten ein hohes Interesse an Import-Export-Beziehungen mit Deutschland. Für Unsicherheit könnte diesbezüglich sorgen, dass – wie bereits erwähnt – bestehende Gesetze und rechtliche Vorgaben insbesondere im Umweltbereich nur unzureichend eingehalten werden.

8 Hemmnisse und Umsetzungserfordernisse

Der Fokus der AG-Arbeiten liegt auf den Transportoptionen für (grünen) Wasserstoff und deren Möglichkeiten zur Realisierung, um diesen bestenfalls noch vor 2030 in Deutschland einsetzen zu können. In diesem Zusammenhang ist der Abbau von Hindernissen von zentraler Bedeutung, die dem Import von Wasserstoff, einem Aufbau globaler Märkte und der Etablierung von Wasserstoffpartnerschaften entgegenstehen. Für eine erfolgreiche Umsetzung braucht es zudem Räume und Umstände, in denen getestet, gelernt und gemeinsam auf die Suche nach Lösungen gegangen werden kann. Im Folgenden werden die im Rahmen der AG identifizierten Hemmnisse für den Markthochlauf von Wasserstoffimporten adressiert und diskutiert sowie mögliche Lösungsansätze präsentiert.

8.1 Unmittelbare Umsetzungshemmnisse und Entwicklungserfordernisse auf technischer Ebene

Die Realisierung der Transportoptionen hängt stark von den **technologischen Entwicklungsfortschritten** ab. Bei fast allen von der Arbeitsgruppe untersuchten Optionen sind noch Forschungs- und Entwicklungs- sowie Skalierungsfragen offen. Es ist aber im Fall einer zielgerichteten Forschungsagenda und -förderung davon auszugehen, dass bis zum Jahr 2030 die jeweils fehlenden Elemente in die notwendigen technischen Maßstäbe für eine kommerzielle Anwendung skaliert werden können. Allerdings variiert der erforderliche Entwicklungsumfang für die Etablierung einzelner Transportoptionen zum Teil deutlich.

Pipelinetransport von Druckwasserstoff

Die Option, gasförmigen Wasserstoff per Pipeline zu transportieren, ist heute bereits großtechnisch entwickelt und verfügbar - einer Umsetzung bis 2030 steht aus technischer Sicht somit nichts im Weg. Entwicklungspotential könnte sich hier allerdings hinsichtlich der Betriebsweise ergeben: Dies betrifft vor allem einen möglichen Druckwechselbetrieb mit gleichzeitiger Funktion als Pufferspeicher, der wirtschaftlich und energiesystemtechnisch Vorteile bieten kann, gleichzeitig aber potenzielle Herausforderungen hinsichtlich der Materialbeanspruchung birgt.

Schiffstransport von Flüssigwasserstoff

Für Flüssigwasserstoff sind sämtliche Elemente der Prozesskette zwar grundsätzlich vorhanden, stehen derzeit aber noch nicht für eine großtechnische kommerzielle Anwendung zur Verfügung. Es bestehen signifikante technische Herausforderungen, deren Bewältigung voraussichtlich einige Zeit in Anspruch nehmen wird, sodass die Realisierbarkeit des Imports energiewirtschaftlich relevanter Flüssigwasserstoffmengen bereits bis zum Jahr 2030 mit erheblichen Unsicherheiten behaftet und damit unwahrscheinlich ist.

Entwicklungsbedarf besteht unter anderem bei der Verflüssigungstechnologie, um große Produktionsmengen und eine hohe Energieeffizienz zu erreichen. Ein weiterer wesentlicher Baustein für die Realisierung des Schiffstransports von Flüssigwasserstoff ist der Bau großer Wasserstofftransportschiffe, die Wasserstoff auch über weite Strecken mit einem geringstmöglichen Boil-off transportieren können. Aktuell treiben allerdings ausschließlich asiatische Werften die Entwicklung voran und erproben zu diesem Zweck bereits kleinere Schiffe (siehe Kapitel 6). Im Hafenkontext müssen zudem zunächst Anlandungs- und Verteilinfrastrukturen für den Flüssigwasserstoff geschaffen werden.

Schiffstransport von LOHC

Für die Option Liquid Organic Hydrogen Carrier müssen drei Elemente großtechnisch skaliert werden: die Produktion des Trägermaterials, die Anlagen für die Hydrierung und die Anlagen zur Dehydrierung.

Die unter LOHC zusammengefassten Trägerstoffe werden aktuell nur in vergleichsweise geringen Mengen auf Basis von Erdöl hergestellt¹⁰². Soll LOHC flächendeckend eingesetzt werden, sind entsprechende (klimaneutrale) Produktions- und Wiederaufbereitungskapazitäten für LOHC zu etablieren. Hinzu kommt die Skalierung der Anlagen zur Hydrierung des Trägermediums. Hierbei wäre die Entwicklung integrierter Konzepte vorteilhaft, um die im Prozess freigesetzten Wärmemengen am Ort der Produktion sinnvoll nutzen zu können.

Für einen wirtschaftlich lohnenswerten Einsatz von LOHC als Wasserstoffträgermedium müssten insbesondere dezentrale Anwendungen, das heißt Optionen der Dehydrierung beziehungsweise Rückgewinnung des Trägermediums am Ort der Wasserstoffnutzung – inklusive eines entsprechenden Rückführungssystems –, entwickelt werden. Denn es erscheint unwahrscheinlich, dass auch zukünftig, also nach einem THG-neutralen Umbau des Energiesystems, die für die Dehydrierung benötigten Wärmequellen mit den benötigten hohen Temperaturen (300 Grad Celsius) zentral zur kostenfreien Nutzung zur Verfügung stehen. Ohne diese kostenfreie Bereitstellung von Wärme erscheint die Dehydrierung von LOHC aber ökonomisch nicht tragfähig. Der Aufbau der erwähnten dezentralen LOHC-Infrastruktur hingegen ist aus gegenwärtiger Perspektive trotz der Möglichkeiten, auf vorhandener Infrastruktur aufzubauen, als aufwendig, anspruchsvoll und zeitintensiv einzuschätzen.

Schiffstransport von Ammoniak

Fossilbasiertes Ammoniak wird bereits heute als Chemierohstoff transportiert und für die unterschiedlichsten Anwendungen eingesetzt. Der direkte Einsatz von erneuerbarem Ammoniak als Ersatz für fossilbasiertes ist ohne weiteren Entwicklungsaufwand möglich. Hafenanlagen und Transportschiffe sind in einem gewissen Umfang vorhanden und die Technologie ausreichend entwickelt – einer Umsetzung schon deutlich vor 2030 steht daher aus technischer Sicht nichts im Wege. Um Ammoniak auch energetisch oder als Wasserstoffträger zu nutzen, müsste jeweils einer der Prozessschritte noch entwickelt beziehungsweise skaliert werden: einerseits die energetischen Ammo-

¹⁰² Das in der Herstellung mit Benzyltoluol gekoppelte Dibenzyltoluol hat aktuell eine globale jährliche Produktionsmenge von geschätzten 7 500 Tonnen, was etwa 10 Prozent der Ladung eines großen Chemikalienankers entspricht (vgl. HySTOC 2019).

niaknutzungstechniken und andererseits die Cracker für die Dehydrierung. Beide Elemente befinden sich in der Entwicklung, speziell für einen Einsatz als Brennstoff im maritimen Sektor¹⁰³. Die Entwicklung, Skalierung und Umsetzung effizienter Dehydrierungstechnologien wird in industriellen Maßstäben jedoch noch Entwicklungszeit in Anspruch nehmen. Hinzu kommt, dass bei großen Transportmengen und entsprechend benötigten Lagerungskapazitäten Sicherheitsaspekte aufgrund der Reaktivität und Giftigkeit des Stoffes besonders zu beachten sind, was mit erheblichen Kosten verbunden sein kann.

Schiffstransport von Methanol

Für die Option Methanol stehen zwei wesentliche Prozessschritte nicht im kommerziellen Maßstab zur Verfügung: Das betrifft die klimaneutrale Bereitstellung großer Mengen von Kohlenstoffdioxid und die Syntheseanlagen. Die jeweiligen technischen Verfahren sind zwar grundsätzlich bekannt und ähneln anderen, großtechnisch etablierten chemischen Verfahren, wurden aber bisher noch nicht im industriellen Maßstab realisiert.¹⁰⁴ Hinsichtlich der Bereitstellung von Kohlendioxid besteht die Herausforderung in der Hochskalierung der Verfahren zur Aufkonzentration (zum Beispiel für CO₂ aus der Zementproduktion oder aus der Luft). Außerdem gilt es erhebliche Kostensenkungspotenziale umzusetzen, so dass die für die Berechnungen der in Kapitel 4 unterstellten, auf Literaturwerten beruhenden Zielkosten erreicht beziehungsweise idealerweise noch unterschritten werden können. Die Methanolsynthese muss auf ein anderes Edukt angepasst werden – Kohlenstoffdioxid anstatt Kohlenstoffmonoxid, das mittels Wassergas-Shift-Reaktion aus kohlenstoffreichen Ausgangsstoffen gewonnen wurde.

Schiffstransport von Fischer-Tropsch-Produkten

Für die breite Einführung von synthetischem Rohölsubstitut ist die Lage vergleichbar mit der von Methanol: Die klimaneutrale Bereitstellung großer Mengen Kohlenstoffdioxids und die Synthese auf Basis dieses CO₂ sind technisch bekannt, aber aktuell nur kleinskalig verfügbar. Insbesondere effiziente Direct-Air-Capture-Technologien zur CO₂-Entnahme des CO₂ aus der Luft müssten möglichst zeitnah entwickelt, skaliert und im industriellen Maßstab umgesetzt werden, weil ein alleiniger Einsatz von CO₂-Punktquellen mengenmäßig nicht ausreicht¹⁰⁵, um die Technologie zur Produktion eines klimaneutralen synthetischen Ersatzes für Rohöl umfassend voranzubringen. Gelingt dies nicht, würden sich damit auch die realisierbaren Klimaschutzenerfolge unter anderem der chemischen Industrie und von Raffinerien spürbar reduzieren.

Pipelinetransport von Methan

Der Entwicklungsbedarf für diese Option entspricht ebenfalls dem von Methanol und Fischer-Tropsch-Produkten, wie er in den vorhergehenden beiden Absätzen dargestellt

¹⁰³ Die Unternehmen MAN sowie Wartsilä arbeiten beispielsweise an Ammoniakmotoren (siehe https://www.man-es.com/docs/default-source/press-releases-new/20201021_man_es_pr-aengine-mes_de.pdf (Zugriff: 15.07.2022) beziehungsweise https://www.wartsila.com/docs/default-source/local-files/germany/energy-business-documents/220506_wartsilaa_paper_futurefuels.pdf?sfvrsn=c2a39c44_6 (Zugriff: 15.07.2022)). Auch das EU-Forschungsprojekt „ShipFC“ erprobt die Skalierung und den Einsatz einer Hochtemperaturbrennstoffzelle in Kombination mit einem Ammoniak-Cracker als Schiffsantrieb (siehe Projektwebseite: <https://maritimecleantech.no/project/shipfc-green-ammonia-energy-system/> (Zugriff: 15.07.2022)).

¹⁰⁴ Allerdings produziert beispielsweise die Schweizer Firma „Climeworks“ bereits Systeme zur Gewinnung von CO₂ aus der Luft, diese jedoch in Kleinserie (vgl. Climeworks 2022).

¹⁰⁵ Siehe dazu auch den Exkurs am Ende von Kapitel 4.

wurde. Der Sabatier-Prozess wird großtechnisch eingesetzt, aber nicht zur Methanherzeugung, sondern nur zur Elimination von Kohlenstoffmonoxid.

8.2 Umsetzungserfordernisse in der länderübergreifenden Zusammenarbeit

Neben den technologischen Entwicklungen sind für einen erfolgreichen Wasserstoffimport offene Fragestellungen mit den jeweiligen Liefer- aber auch potenziellen **Transitländern** zu klären. Letzteres gilt insbesondere für Pipelines, denn handelt es sich nicht um Kooperationen zwischen direkten Nachbarländern, führen diese – wie beispielsweise bei einer Trasse von der Iberischen Halbinsel nach Deutschland – zwangsläufig durch Transitländer – in diesem Fall durch Frankreich –, die dem Bau ebenfalls zustimmen müssen. Energie-, regional- und umweltpolitische Interessenskonflikte können somit nicht nur in Liefer- und Abnehmer-, sondern auch in Transitländern die Realisierungszeiträume erheblich beeinflussen und sind entsprechend zu berücksichtigen.

Darüber hinaus können der Aufbau einer grünen Wasserstoffwirtschaft und **veränderte Lieferstrukturen im Energiebereich** erheblichen Einfluss auf die Versorgungslage und Versorgungssicherheit in Partnerländern nehmen. Mögliche Interessenskonflikte sollten frühzeitig antizipiert und aktiv angegangen werden, um der Herausbildung neuer beziehungsweise einer Verschärfung bestehender Konflikte entgegenzutreten zu können. In der Regel setzt dies ein ganzheitliches Vorgehen unter Einbeziehung breiter Kreise von Stakeholdern aus Politik, Wirtschaft und Gesellschaft voraus.

Mit Blick auf **Kohlenwasserstoffe** gilt: Wenn zunächst – aus Kostengründen und aufgrund der fehlenden großskaligen Technologien für Direct Air Capture – industrielle Punktquellen als **Kohlenstoffquelle** für Fischer-Tropsch-Produkte genutzt werden sollen, ist ein besonderes Augenmerk auf die **Nachhaltigkeit der Prozesse** zu legen. Insbesondere darf hierdurch der Einsatz fossiler Energieträger in den Exportländern weder intensiviert noch unnötig verlängert werden. Außerdem darf eine mögliche Exportorientierung nicht dazu führen, dass Partnerländer der Weg zur eigenen Klimaneutralität erschwert wird, etwa indem die günstigsten Standorte für erneuerbare Energien für den Wasserstoffexport erschlossen werden, dann aber im Inland nicht mehr für eine Defossilisierung der Stromversorgung zur Verfügung stehen.

Für einen erfolgreichen Markthochlauf von grünem Wasserstoff müssen eine Reihe weiterer Voraussetzungen erfüllt sein, die in weiteren Untersuchungen zu adressieren sind: So sind neben der lokalen Wertschöpfung, der gesellschaftlichen Akzeptanz und der ökologischen Verträglichkeit auch die **Infrastrukturen in den Produzentländern** gezielt in den Blick zu nehmen. Denn in denjenigen Regionen, in denen die Potenziale zur günstigen Erzeugung regenerativen Stroms besonders hoch sind, sind oftmals die Netzinfrastrukturen (noch) nicht für die Produktion großer Strom- und Wasserstoffmengen im Gigawattleistungsbereich ausgelegt. Zu klären ist auch, ob ein diskriminierungsfreier Zugang zu den Infrastrukturen möglich ist.

Wie die Analyse der Beispielpfade (Kapitel 7) zeigt, weist jedes potenzielle Partnerland spezifische Stärken und Schwächen auf, die es im Dialog mit dem jeweiligen Partner-

land optimal auszubalancieren gilt. Der Arbeitsgruppe ist es sehr wichtig, darauf hinzuweisen, dass neue Energiepartnerschaften nur dann erfolgreich sein werden, wenn es sich um **Kooperationen auf Augenhöhe** handelt. Das bedeutet, dass die gemeinsamen Projekte in den Partnerländern selbst auch zu einer nachhaltigen, das heißt wirtschaftlich, gesellschaftlich und ökologisch tragfähigen Entwicklung beitragen müssen.

8.3 Umsetzungsherausforderungen bezüglich des Rechtsrahmens

Ein **kohärenter Rechtsrahmen**, also ein einheitliches Wasserstoffwirtschaftsrecht, **besteht bislang weder auf internationaler noch auf europäischer oder nationaler Ebene** – dies zeigen zwei im Kontext der Arbeitsgruppe in Auftrag gegebene Rechtsgutachten.¹⁰⁶ Die aktuelle Rahmensetzung für die Erzeugung, den Transport und die Nutzung von Wasserstoff ist bestenfalls fragmentarisch und in zahlreichen Regelungsbereichen wird grüner Wasserstoff bislang gar nicht adressiert. Aus dieser lückenhaften Regulierung resultiert eine unzureichende Steuerung einer sich entwickelnden grünen Wasserstoffwirtschaft und es fehlt an etablierten, rechtssicheren Anreizen zur Stützung des Markthochlaufs neuer Technologien.

Verlässliche und zwischen den politischen Ebenen (globale Abkommen, EU, Bundesrepublik, Bundesländer) abgestimmte Rechtsvorschriften entlang der gesamten Wertschöpfungskette von grünem Wasserstoff und dessen Syntheseprodukten sind aber unerlässlich, sowohl für die Ausgestaltung der internationalen und europäischen Handelsbeziehungen als auch für Investitionen und ein nachhaltiges Engagement von Unternehmen in diesem Bereich. Um die inländische Wasserstoffproduktion nicht zu benachteiligen, ist der **Grundsatz der Gleichbehandlung** als Mindeststandard entscheidend. Das heißt, importierter Wasserstoff muss die gleichen Anforderungen erfüllen wie heimischer beziehungsweise in der EU erzeugter Wasserstoff.

Die bislang nicht beziehungsweise nicht vollständig fixierten regulatorischen Anforderungen führen zu Unsicherheiten, unter anderem bei Technologieentwicklern, Produzenten und Lieferanten, aber auch bei Investoren, Fördermittelgebern, Projektentwicklern und Unternehmen, die verbrauchsseitig auf Wasserstofftechnologien umstellen oder sich im Bereich des Wasserstoffimports engagieren wollen. Diese Unsicherheiten unter relevanten Akteuren bremsen die Marktentwicklung für grünen Wasserstoff auf allen Ebenen und verzögern den angestrebten schnellen Markthochlauf.

8.3.1 Transparente Regelungen zur Zertifizierung und Anrechenbarkeit für einen zügigen Markthochlauf

Für die Realisierung von Wasserstoffimporten sind die **Zertifizierung und die Anrechenbarkeit** des transportierten Wasserstoffs und seiner Produkte **auf die Klimaschutzverpflichtungen** in den Empfängerländern, in diesem Fall der EU beziehungsweise Deutschland, von zentraler Bedeutung.

Insbesondere – wenn auch nicht ausschließlich – für Importe aus Ländern, die nicht zur EU gehören, besteht ein Spannungsfeld zwischen der Erfüllung von Nachhaltigkeitsanforderungen und investitionsfördernden Bedingungen für einen schnellen

¹⁰⁶ Vgl. IKEM 2021; vgl. Stiftung Umweltenergierecht 2021.

Markthochlauf. Um Akteuren einer Wasserstoffwirtschaft Planungsverlässlichkeit zu bieten und die notwendigen Investitionen auszulösen, muss dieser (vermeintliche) Gegensatz zeitnah aufgelöst werden, wenn bis zum Jahr 2030 bereits substanzielle Importmengen realisiert werden sollen.

Der frühzeitige Aufbau eines Zertifizierungssystems mit der jeweiligen Definition einzuhaltender Kriterien dient aus staatlicher Sicht auch dazu, **internationale Mindeststandards** zu etablieren. Damit kann der raschen Verbreitung bilateraler Vereinbarungen und Verträge entgegengewirkt werden, die auf unterschiedlichsten Kriterien aufbauen und sich zu einem späteren Zeitpunkt kaum mehr konsolidieren lassen.

Eine Grundvoraussetzung für die Etablierung eines gleichberechtigten internationalen Wasserstoffhandels ist die Entwicklung und der anschließende **Aufbau eines Zertifizierungssystems**, das eine einheitliche Informationsbasis für das Produkt Wasserstoff schafft. Hierfür sind zunächst die Systemgrenzen der Zertifizierung festzulegen: Es ist klarzustellen, wo die Wertschöpfungskette beginnt und somit, ab wann Informationen unter anderem über die entstehenden Treibhausgasemissionen erfasst und über die Wertschöpfungskette weitergegeben werden. Nach Festlegung der Systemgrenzen sind zwei Schritte wesentlich:

- **Erstens** muss die sogenannte **Chain of Custody** (Produkt-/Kontrollkette) für klimaneutralen Wasserstoff bestimmt werden. Hierüber wird festgelegt, welche Informationen auf den einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette zur Verfügung gestellt werden können und welche Daten erhoben werden müssen, um eine Bilanzierung über die gesamte Wertschöpfungskette von der Erzeugung erneuerbaren Stroms, über die Wasserstofferzeugung, die Speicherung/Prozessierung und den Transport bis hin zur Anwendung zu ermöglichen.

Es ist somit formal zu klären, welche Kriterien und Schritte die Wertschöpfungskette umfasst, welche Erfassungsstrukturen aufzubauen sind, wie die Informationen von Stufe zu Stufe entlang der Wertschöpfungskette weiterzugeben sind und wie die Bilanzierung zu erfolgen hat.

Die Anforderungen an die Informationsweitergabe in einer Chain of Custody können verschiedene Aspekte beinhalten. So müssen in einem Massenbilanzsystem die zertifizierten Mengen in Anteilen, aber nicht physisch identifizierbar sein. Außerdem kann dies die Weitergabe eines Treibhausgasrucksacks erfordern, wenn eine Treibhausgasbilanz des Wasserstoffs dokumentiert werden soll. Auch weitere ökologische oder soziale Aspekte können entlang der Chain of Custody zertifiziert werden. Hier genügt in der Regel der Nachweis, dass jedes Unternehmen in der Kette die Nachhaltigkeitsanforderungen des Zertifizierungssystems erfüllt – oder mit anderen Worten, dass jedes Unternehmen zertifiziert ist.

- Im **zweiten Schritt** müssen staatlicherseits die **Kriterien** für die Zertifizierung festgelegt werden, die innerhalb der einzelnen Förderregime zur Anwendung kommen sollen, sodass klar wird, welche Kriterien auf den jeweiligen Stufen der Chain of Custody und entlang der gesamten Wertschöpfungskette zu erfüllen sind.

Gegenwärtig ist dies nur im Rahmen der Renewable Energy Directive (RED II) zur Anerkennung von Wasserstoff beziehungsweise strombasierten Kraftstoffen (RFN-BOs) im Verkehrsbereich vorgesehen, wenn auch noch nicht abschließend geregelt. Für die weiteren Wasserstoffnutzungsbereiche fehlen eben diese Kriterien, was zur Verunsicherung der potenziellen Marktakteure führen und den Markthochlauf verzögern könnte.

Während die Informationen entlang der Chain of Custody immer und in jedem System benötigt werden, sind die anzuwendenden **Kriterien** für eine Zertifizierung **über den Zeitverlauf veränderbar**. So könnten beispielsweise in Pilotprojekten zum Aufbau eines Informationssystems bestimmte Anforderungen und Kriterien von diesem (zunächst) ausgesetzt sein. Es ist auch möglich, in der Pilotphase statt mit betriebsspezifischen Werten für einzelne Kriterien mit industriespezifischen Standardwerten zu arbeiten. Wünschenswert wäre auch, dass für erste Pilotprojekte, in denen noch Zertifizierungslücken aufgrund ausstehender Regulierungen bestehen, ein „Grandfathering“ eingeführt wird und der erzeugte Wasserstoff für die Amortisationszeit der ersten Elektrolyseure als grün zertifiziert und auf die jeweiligen Sektorziele angerechnet werden kann.

Mit einer transparenten Zertifizierung können die Umsetzbarkeit grüner Wasserstoffimporte demonstriert und gestärkt sowie Akzeptanzprobleme verringert werden. Es ist allerdings zu beachten, dass Zertifizierungssysteme in der Regel hohe Anforderungen an eine Technologie in der Markteinführungsphase stellen und damit eine abschreckende Wirkung auf potenziell neue Marktakteure haben können, insofern es keinen ökonomischen Kompensationsmechanismus oder entsprechend hohe finanzielle Anreize gibt. Ziel muss es sein, den Informationsbedarf frühzeitig zu bestimmen und das zugehörige Erfassungssystem sukzessive zum entstehenden Markt aufzubauen. Zur Transparenz gehört auch, bereits frühzeitig das zukünftige Zielsystem mit einer sinnvoll umsetzbaren Granularität zu definieren sowie den Weg dorthin genauer zu beschreiben, um Unsicherheiten und daraus erwachsende Risiken für alle Marktteilnehmer so weit wie möglich zu reduzieren.

Parallel zum Markthochlauf sind die **Informations- und Erfassungssysteme** sowie die hiermit verbundene **Dokumentation** der Einhaltung der Zertifizierungsschritte so (weiter) zu entwickeln, dass zum angestrebten Zeitpunkt, beispielsweise nach Umsetzung von Pilotvorhaben oder nach Ablauf einer definierten Pilotphase, alle Informationen vollständig zur Verfügung stehen und das Zertifizierungssystem vollumfänglich zur Anwendung kommen kann. Es sei darauf hingewiesen, dass die Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens – beispielsweise über die jeweilige Ausgestaltung von Förderinstrumenten und die damit verbundenen zu erfüllenden Kriterien für die Inanspruchnahme der Fördermittel – (mit)bestimmt, welche Elemente aus der aufgebauten Informationskette für den jeweiligen Fall benötigt werden.

8.3.2 Einheitlicher Rechtsrahmen oder stärkere Lenkungswirkung durch Differenzierung

Aus Sicht des Staates, der für den sich neu entwickelnden Wasserstoffmarkt die Regeln setzen muss, wird durch die Zertifizierung eine transparente Informationsgrundlage geschaffen, an die die Entwicklung von Förderinstrumenten anknüpfen kann. Die Festlegung von Kriterien beziehungsweise bestimmten zu erfüllenden Eigenschaften des im jeweiligen Förderregime anrechenbaren Wasserstoffs – die über die erhobenen Infor-

mationen entlang der Chain of Custody belegbar sind –, ist für den Staat eine Möglichkeit, den Einsatz von Wasserstoff in einzelne oder priorisierte Anwendungssektoren zu lenken, sofern die Anforderungen in den verschiedenen Anwendungssektoren unterschiedlich sind und gegebenenfalls andersgeartete Erlösmöglichkeiten diese Unterschiede nicht kompensieren.

Als Beispiel sei die aktuelle Regelung der RED II mit dem Delegierten Rechtsakt genannt: Dieser dient der Definition der Eigenschaften des Wasserstoffs, der auf die EU-Zielvorgaben zur Treibhausgasminderung im Verkehrssektor anrechenbar ist. Durch das in der Richtlinie enthaltene Zusätzlichkeitskriterium für den einzusetzenden erneuerbaren Strom kann grüner Wasserstoff, der mit Strom aus Bestandsanlagen (zum Beispiel Windenergie nach Ablauf der EEG-Vergütungszeit oder Wasserkraft) erzeugt worden ist, grundsätzlich nicht auf die Zielvorgaben in diesem Segment angerechnet werden. Für Wasserstoff aus Bestandsanlagenstrom wird damit zwar nicht die grüne Eigenschaft infrage gestellt, doch reduziert sich die Wahrscheinlichkeit, dass der grüne Wasserstoff, der nicht die Vorgaben des Delegierten Rechtsakts erfüllt, dennoch in diesem Marktsegment nachgefragt wird. Wenn die Anforderungen des Delegierten Rechtsakts schlussendlich verbindlich definiert sind, würden die aktuell bestehenden Unsicherheiten über die anzulegenden Kriterien bei den Produzenten entfallen. Bestimmte Mengen grünen Wasserstoffs könnten dann jedoch wahrscheinlich nicht im Marktsegment Verkehr, sondern nur noch in anderen Bereichen abgesetzt werden.

Auch im Bereich des europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS) ist eine Steuerungswirkung möglich. Dafür müsste jedoch die Anrechenbarkeit von grünen Syntheseprodukten im EU-ETS geklärt werden, denn im Unterschied zu Energieträgern aus Bioenergie sind wasserstoffbasierte Energieträger derzeit im EU-ETS nicht privilegiert.

Nutzt der Staat die genannte Lenkungsoption über die Definition unterschiedlicher Anforderungen in Förderinstrumenten, ist die Allokation von Wasserstoff nicht allein dem Markt überlassen. Das führt zu Trade-offs und macht Kompromissentscheidungen notwendig. Einerseits ist das Vorhandensein unterschiedlicher Anforderungen für die Wasserstoffproduzenten herausfordernd, weil sie im Vorfeld prüfen müssen, in welchem Marktsegment sie den Wasserstoff anbieten können beziehungsweise wollen und die Anlagenkonstellationen dementsprechend planen oder konfigurieren müssen. Dies erhöht für den Investor das Risiko sowie den Umsetzungsaufwand und dürfte in der frühen Phase des Markthochlaufs hinderlich sein. Andererseits kann der Staat in dieser Phase, in der Wasserstoff erkennbar knapp sein wird, diesen in den Industrien allokkieren, die sich schwer direkt elektrifizieren lassen.

Steht also ein Markthochlauf und eine mittel- oder gar langfristige Lenkungswirkung in bestimmte Anwendungsbereiche im Vordergrund, kann eine Differenzierung das Mittel der Wahl sein. Wenn auf einen schnellen Markthochlauf der Wasserstoffproduktion fokussiert wird, erscheint eine allgemeingültige, alle Sektoren umfassende Definition von grünem Wasserstoff zielführend, die den Aufbau von Handelsstrukturen begünstigt und die Einsatzentscheidung für Wasserstoff dem Markt überlässt. Allerdings ist eine derartige Definition von grünem Wasserstoff im geltenden Rechtsrahmen nicht vorgesehen: Der im Rahmen der RED II nach Art. 27 Abs. 3 zu erlassene Delegierte Rechtsakt wird ausschließlich für den Einsatz von grünem Wasserstoff im Rahmen der Erfüllung der Treibhausgasminderungsquote im Verkehrssektor gelten.

Mit einer sektorübergreifenden einheitlichen Definition wäre der Markteinstieg für Anbieter von grünem Wasserstoff also einfacher und das Absatzrisiko geringer, weil der adressierte Markt alle Sektoren umfasst und der zu erzielende Preis den Ausschlag dafür geben würde, wo der Wasserstoff verbraucht wird. Ein sektorübergreifender einheitlicher Rahmen würde die Komplexität reduzieren und markteffiziente Einsatzmöglichkeiten für Wasserstoff kämen vermutlich schneller zum Zuge. Dieser Ansatz ginge jedoch zulasten der direkten Steuerungsmöglichkeiten des Staates, und erst langfristig etablierbare effiziente Einsatzmöglichkeiten für Wasserstoff würden sich möglicherweise schwerer realisieren lassen. Um einen einheitlichen Ansatz umsetzen zu können, bedürfte es einer grundsätzlichen Änderung des Rechtsrahmens sowie einer gewissen Indifferenz des Staates hinsichtlich des Einsatzes von Wasserstoff.

8.3.3 Herausforderung Markthochlauf

Damit Deutschland im weltweiten Innovationswettbewerb für grünen Wasserstoff und seine synthetischen Folgeprodukte eine internationale Führungsposition als Leitmarkt und Leitanbieter von Wasserstofftechnologien einnehmen kann, sollten die **Regulativen** gerade in **der Markteinstiegsphase flexibel** und für Investoren mit überschaubarem Aufwand zu erfüllen sein. Um der Problematik zu begegnen, dass sehr anspruchsvolle Kriterien gegebenenfalls zu Beginn des Markthochlaufs von den ersten Marktteilnehmern noch nicht unmittelbar erfüllt werden können, der bürokratische Aufwand zu hoch ist oder sich Produzenten anderen Märkten zuwenden, gibt es mehrere Möglichkeiten:

- Während der Aufbauphase der Chain of Custody für die Zertifizierung werden **Demonstrationsprojekte** in einem definierten Umfang oder Zeitrahmen zugelassen, die die Kriterien noch nicht oder noch nicht vollständig erfüllen müssen, gleichzeitig aber auch einen wichtigen Beitrag dazu leisten, die Informationskanäle für die Zertifizierung zu entwickeln (Stichwort „lernendes System“). Im Rahmen entsprechender Demonstrationsprojekte werden daher die Elemente der Chain of Custody und die dazugehörigen Kriterien aufgestellt. So lässt sich anschließend testen, welche Kriterien ein grünes Produkt zu erfüllen hat und wie die Wasserstoffprojekte und Lieferbeziehungsweise Logistikketten gestaltet werden müssen. Geschieht das im Rahmen eines Fördermechanismus wie "H2Global" können die Transaktions- und Suchkosten der Unternehmen darüber kompensiert werden. Im Nachgang der Demonstrationsprojekte erfolgt die Festlegung auf eine Standardzertifizierung, die Kriterien werden danach nicht mehr geändert.
- Es ist auch eine schrittweise Verschärfung der Anforderungen im Sinne eines Phasenmodells möglich. So erscheint eine zeitliche **Differenzierung der Anforderungen anhand der Marktphasen** „Markteinstieg“ (vergleichsweise geringe Einstiegshürden, Mindestkriterien), „Markthochlauf“, und „Marktdiffusion“ (zum Beispiel vollständiger Anforderungskatalog nach dem Green Deal oder von Zertifizierungssystemen) möglich. Entsprechend phasenbezogene Anforderungen sind hinreichend klar zu definieren, damit Lock-in-Effekte vermieden werden. Zudem müssen die Anforderungen, die innerhalb der einzelnen Phasen gelten, schon zur Einführung des Phasenmodells festgelegt und kommuniziert werden, um keine Unsicherheiten bei den Marktteilnehmern entstehen zu lassen.

Ein Nachteil an diesem Modell ist, dass Anbieter von Anforderungen, die möglicherweise später gelten, abgeschreckt werden könnten (hier könnte „Grandfathering“ für die ersten Projekte Abhilfe schaffen) oder dass sie kein Vertrauen in die Politik haben und fürchten, die Anforderungen könnten zu einem späteren Zeitpunkt noch einmal geändert oder verschärft werden.

- Ein weiterer Ansatzpunkt, den Markthochlauf zu beschleunigen ist, zwar die gewünschten Kriterien schon einzufordern, aber (zunächst) die dafür zu tragenden Kosten zu begrenzen oder die **Mehrkosten** im Rahmen einer Förderung zu **kompensieren**.

Es wurden bereits marktunterstützende Instrumente entwickelt, die zum Teil flexibel gestaltet sind und Nachhaltigkeitsaspekte berücksichtigen.

Ein Beispiel für die Markteinstiegsphase ist das **Zertifizierungssystem CertifHy**, das sich an der Definition der erneuerbaren Energien in der RED II und einer mindestens zu erreichenden Treibhausgasminderung von 60 Prozent¹⁰⁷ im Vergleich zur Wasserstoffherzeugung über die Dampfreformierung von Erdgas (Bezugsgröße aktuell 91 g CO_{2eq}/MJ) orientiert. Der Bilanzierungszeitraum umfasst jeweils ein Jahr¹⁰⁸ und die Treibhausgasminderungsanforderung soll in Zukunft fortgeschrieben werden.¹⁰⁹

Ein weiteres Beispiel ist der Fördermechanismus **H2Global zur wettbewerbsbasierten Förderung des Markthochlaufs** von Power-to-X.¹¹⁰ Das Kernelement von H2Global besteht darin, dass die Differenz zwischen Angebotspreisen (Erzeugung und Transport) und Nachfragepreisen im Rahmen eines an den Contracts for Difference-Ansatz (CfD) angelehnten Mechanismus ausgeglichen wird.¹¹¹ Das geschieht durch den Einsatz eines Intermediärs (Hintco) zwischen An- und Verkaufsseite, der im Rahmen eines Doppelauktionsmechanismus auf beiden Seiten als Vertragspartner agiert. Angebotsseitig bietet er langfristige Abnahmeverträge und übernimmt so das Preis-, Markt- und Vertragspartnerrisiko für die ersten industriell skalierbaren PtX-Projekte. Damit gibt er den Bieter- und Abnahmekonsortien Investitionssicherheit und eröffnet den erforderlichen Lern- und Suchraum, um erste Liefer- und Wertschöpfungsketten zu etablieren. Durch ein wettbewerbsorientiertes Bieterverfahren (Tender) wird sichergestellt, dass der Intermediär unter Anlegung der zuvor definierten Anforderungskriterien den günstigsten Angeboten den Vorzug gibt. Auf der Abnahmeseite wird ebenfalls mit einem Bieterverfahren gearbeitet, um über die hier höchsten Angebote die zu übernehmenden Differenzkosten auf ein Minimum zu reduzieren. Ein weiteres wesentliches Element des Mechanismus von H2Global ist eine Fristendivergenz zwischen Ankaufs- und Verkaufskontrakten, das heißt den langfristigen Abnahmeverträgen stehen kurzfristige Verkaufsverträge gegenüber. Sollten die verkaufsseitig im Markt erzielbaren Preise für die PtX-Produkte steigen, was im Zuge des sich verändernden regulatorischen Rahmens erwartet werden kann, so reduzieren sich entsprechend die auszuglei-

107 Dies ist primär für Wasserstoff aus Bioenergien relevant.

108 Vgl. TÜV Süd 2021.

109 Vgl. CertifHy 2022; vgl. TÜV Süd 2021.

110 Vgl. H2Global 2022; vgl. BMWK 2021.

111 Den Ausgleich übernimmt die von der gemeinnützigen H2global-Stiftung gegründete Hydrogen Intermediary Network Company (Hintco) GmbH.

chenden Differenzkosten. Diese „dynamische“ Komponente soll die Effizienz des Instruments steigern, gerade auch mit Blick auf einen verantwortungsvollen Umgang mit begrenzt zur Verfügung stehenden öffentlichen Fördermitteln.

Insgesamt ist das Instrument H2Global aus Sicht des Fördermittelgebers zeitlich, finanziell und inhaltlich unmittelbar steuerbar und bezüglich der Laufzeit und des Volumens klar begrenzt. In einem ersten Zuwendungsbescheid hat die Bundesregierung Ende 2021 zunächst 900 Millionen Euro für H2Global bereitgestellt. Die ersten Abnahmeverträge sind für 2022 vorgesehen, sodass nach derzeitiger Planung zwei Jahre später erste Lieferungen in der EU beziehungsweise in Deutschland eintreffen.¹¹² Gestartet wird zunächst mit Ausschreibungen für Ammoniak, Methanol und Flugzeugtreibstoffe (Jet Fuel), die ausschließlich aus grünem Wasserstoff hergestellt werden. Perspektivisch kommt auch reiner Wasserstoff hinzu. In Bezug auf die Treibhausgasemissionen muss die Einsparung des Endprodukts gemäß Art. 25 Abs. 2 der RED II mindestens 70 Prozent betragen. Darüber hinaus müssen die Angebote nicht nur alle weiteren einschlägigen Regelungen der RED II einschließlich der delegierten Rechtsakte erfüllen. Es muss auch eine Umwelt- und Sozialverträglichkeitsprüfung durchgeführt werden, die neben den Produktionsstandorten die gesamte Lieferkette berücksichtigt und zusätzlich (noch zu definierende) internationale Standards erfüllt. Weiterhin sind Zwangsumsiedlungen oder illegale Landnahme auszuschließen sowie Sozial- und Arbeitsstandards einzuhalten. Außerdem ist darzulegen, wie die Projekte, die sich um einen Zuschlag bewerben, zur lokalen Wertschöpfung, zu Kompetenzgewinnen und zur Gendergerechtigkeit in den Exportländern, insbesondere an den Produktionsstandorten beitragen. Darüber hinaus wird geprüft, wie das jeweilige Projekt die Umsetzung des Pariser Klimaabkommens und die UN-Nachhaltigkeitsziele (SDGs) im jeweiligen Partnerland unterstützt.¹¹³

Gegenwärtig ist noch offen¹¹⁴, wie die einzelnen Standards und Kriterien im Rahmen von H2Global genau konkretisiert werden und in welchem Umfang auf dieser Basis Projektförderungen letztlich genehmigt werden. Damit in der ersten Ausschreibungsrunde ein ausreichendes Angebotsvolumen erreicht wird, könnte es hilfreich sein, **zunächst nur ausgewählte „harte“ (binäre) Mindestanforderungen** zu stellen, um das gesamte System nicht zu überfrachten. Darüber hinaus könnte bei der Vergabe der Fördermittel neben dem angebotenen Preis auch die Qualität der Gebote eine Rolle spielen: So könnten diese anhand der im Moment noch nicht eindeutig definierten Anforderungen qualitativ eher dahingehend vergleichend bewertet werden, wie die Lieferkette sukzessive dekarbonisiert werden kann. Auf diese Weise ließe sich einerseits ein zeitnaher Markteinstieg erreichen, andererseits könnte der Anforderungskatalog anhand der Erfahrungen aus der ersten Ausschreibung für weitere Ausschreibungen unter dem H2Global-Mechanismus im oben genannten Sinne stufenweise fortentwickelt werden. Wichtig wäre, dass die **finanziellen Randbedingungen sukzessive an den Markthochlauf angepasst** werden, um Brüche in der Entwicklung eines Wasserstoffmarkts zu vermeiden.

Solange Differenzkosten ausgeglichen werden müssen, sind dafür staatliche Mittel notwendig. Die aktuelle Bewilligung aus dem Bundeshaushalt für H2Global bezieht sich

¹¹² Vgl. BMWK 2021.

¹¹³ Vgl. BMWK 2021; vgl. H2Global 2022.

¹¹⁴ Siehe: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/marktkonsultation-H2Global.html> (Zugriff: 15.07.2022).

auf einen Zeitraum von zehn Jahren (01.01.2024 bis 31.12.2033). Gesetzt den hypothetischen Fall, der Status quo würde eingefroren und die zu kompensierenden Differenzkosten lägen bei etwa 25 Prozent, könnten mit dem aktuellen Budget Ammoniak oder Methanol in der Größenordnung von 1 Million Tonnen durch importierte grüne Produkte ersetzt werden. Dies entspräche zwar immerhin etwa 40 Prozent der gegenwärtigen Ammoniak- beziehungsweise zwei Dritteln der derzeitigen Methanolproduktion in Deutschland¹¹⁵ – gemessen am für 2030 erwarteten Wasserstoffbedarf in Deutschland (90-110 Terawattstunden nach der nationalen Wasserstoffstrategie vom Juni 2020 – siehe Kapitel 2.1) läge der Beitrag aber noch im mittleren einstelligen Prozentbereich und wäre damit „nur“ ein erster Schritt.

Abschließend sei darauf hingewiesen, dass die Regelungen zur Förderung des Einstiegs in den Import von grünem Wasserstoff kompatibel mit dem internationalen Handelsrecht und somit auch **WTO-rechtskonform** sein müssen. Denn eine unterschiedliche Behandlung von innereuropäisch produziertem und importiertem Wasserstoff sowie Importbeschränkungen sind nur ausnahmsweise, etwa aus Umweltschutzgründen, gerechtfertigt – und auch nur dann, wenn sie strikt nichtdiskriminierend gehandhabt werden.

8.4 Wirtschaftliche Herausforderungen

Über die rechtliche Planungsverlässlichkeit hinaus benötigen Investoren, die große Summen in den Aufbau von Produktionskapazitäten oder ein international tragfähiges Handelssystem investieren, auch einen **ökonomisch verlässlichen Rahmen**, der die Nutzung von grünem Wasserstoff in Relation zu anderen (fossilen) Energieträgern wirtschaftlich macht und damit entsprechende Investitionen auslöst. Dies gilt insbesondere für die sogenannten First Mover, die bei einzelnen Transportoptionen zum Teil in „First of its kind“-Anlagen investieren müssen und wissen, dass nachfolgende Anlagengenerationen in aller Regel Kostenvorteile aufweisen werden. Damit bestehen für sie erhebliche Risiken, die erzeugten Produkte längerfristig nicht kostendeckend absetzen zu können. Regelungen wie Abnahmegarantien beispielsweise in Form von Differenzkostenverträgen (Contracts for Difference), wie sie auch die Förderinitiative H2Global vorsieht, können hier ein sinnvoller Ansatz sein.

Um mittel- bis langfristig einen sich selbst tragenden Markt für grünen Wasserstoff und seine Folgeprodukte zu etablieren, ist es neben Kostensenkungen auf der Produktionsseite ebenso wichtig, jene Kosten stärker als bisher zu internalisieren, die durch den Einsatz von fossilen Energieträgern und die damit verbundenen Treibhausgasemissionen entstehen. Zu beachten ist dabei, dass inländische Produzenten von grünem Wasserstoff nicht strukturell benachteiligt werden sollten.

Weil ein Angebot immer auch eine entsprechende **Nachfrage nach Wasserstoff** voraussetzt, bedarf es konkreter **Business Cases** für die Abnehmer von Wasserstoff und dessen Folgeprodukten. In diesem Zusammenhang ist unter anderem die Frage zu klären, in welchem Umfang Wasserstoffprodukte in einer frühen Phase des Markthochlaufs zur rohstofflichen und/oder zur energetischen Nutzung eingesetzt werden sollten

115 Vgl. VCI 2021.

und ob es für den Einsatz eine **Priorisierung** zum Beispiel anhand der (Treibhausgasvermeidungs-)Kosten geben sollte. Die Zahlungsbereitschaft ist beispielsweise im Verkehr höher als in der Industrie, was ohne Steuerung über Kriterien in Förderinstrumenten (siehe Kapitel 8.3) dazu führen würde, dass Wasserstoff vorrangig im Verkehr eingesetzt wird.

Eine weitere Herausforderung ergibt sich aus den Renditeerwartungen im internationalen (Energie-) Handel, die noch deutlich höher liegen können als hier angenommen, sodass Investitionen im Wasserstoffbereich aufgrund geringerer Renditen möglicherweise unterbleiben. Um dem zu begegnen, sind die erwähnten Instrumente Abnahmegarantien und Verträge, die das **Investitionsrisiko mindern**, wichtige Ansatzpunkte. Inwiefern sie ausreichen werden oder ob weitere Maßnahmen notwendig (und auch möglich) sind, muss sich in den nächsten Jahren erst in der Praxis zeigen.

In Ländern mit hohen politischen Unsicherheiten erwarten Kapitalgeber in der Regel hohe Risikoaufschläge. Dies kann den erzeugten und transportierten Wasserstoff deutlich verteuern, sodass sich die Konkurrenzfähigkeit von grünem Wasserstoff aus diesen Ländern gegenüber Erzeugungsländern mit geringeren Risiken verschlechtert. Ist aber, beispielsweise aus geopolitischen oder geostrategischen Erwägungen, eine derartige Partnerschaft besonders erstrebenswert, ist eine Strategie zu entwickeln, mit der beispielsweise über europäische Finanzinstitutionen die Investitionssicherheit in „instabilen“ Ländern erhöht werden kann. Dies würde in Partnerländern mit hohen Risiken den Zugang zu großen Mengen an günstigem Kapital erleichtern, das für eine Transformation des Energiesystems in diesen Ländern und gleichzeitig die Wasserstoffproduktion vor Ort gebraucht wird.

8.5 Umsetzungserfordernisse bezüglich der Infrastrukturentwicklung in Deutschland

Für eine zeitnahe Realisierung der meisten Wasserstoffimportoptionen müssen große **Infrastrukturen auf- und/oder umgebaut** werden. Dies gilt nicht nur für die jeweiligen Exportländer, sondern auch im Inland und gegebenenfalls in Transitländern¹¹⁶. Eine Ausnahme bilden lediglich die flüssigen synthetischen Kohlenwasserstoffe und Methan, deren Import weitgehend reibungslos über die vorhandenen Infrastrukturen (Hafenterminals, Pipelines und Weiterverteilung per Schiene und Straße) abgewickelt werden könnte.

Für den Import von **gasförmigem Wasserstoff** müssten für die großvolumigen Transportpipelines Übergabeterminals errichtet werden, die Anschlussmöglichkeiten an ein noch zu entwickelndes inländisches Wasserstoffnetz bieten. Wichtig ist bei deren Etablierung eine **räumliche und zeitliche Synchronisation** der inländischen **mit den europäischen Aktivitäten** (zum Beispiel European Hydrogen Backbone¹¹⁷). Das

¹¹⁶ So müssen beispielsweise für Pipelines, die nicht direkt durch einzelne größere Produktionsstandorte gespeist werden, Einspeise- oder Anlandepunkte zur Aufnahme des Wasserstoffs eingerichtet werden, um diesen von dort aus weiterverteilen zu können. Einspeiseinfrastrukturen für Flüssigerdgas, das gegenwärtig verstärkt zur Sicherung der Energieversorgung Deutschlands und Europas etabliert wird, sollten dabei mittelfristig Teil einer Wasserstoffinfrastruktur werden können.

¹¹⁷ Die Initiative „European Hydrogen Backbone“ setzt sich für den Aufbau eines innereuropäischen Wasserstofftransportnetzes ein, das nach aktuellem Stand bis 2030 den Aufbau von fünf innereuropäischen Transportrouten vorsieht.

betrifft einerseits die Planungen der Gasnetz- und/oder Wasserstoffnetzbetreiber und bedeutet andererseits eine gezielte Stärkung der Wasserstoffnachfrage. Sind Nachfragen aufgrund unzureichender Transportinfrastrukturen für Wasserstoff zunächst nicht zu decken, müssen gegebenenfalls auch Übergangslösungen etabliert werden (zum Beispiel Transport per Container auf der Schiene und Straße), um eine sichere Versorgung mit Wasserstoff bei den Endabnehmern jederzeit gewährleisten zu können. Denn Planungs- und Versorgungssicherheit sind wesentliche Faktoren bei Investitionsentscheidungen potenzieller Wasserstoffnutzer.

Für Importe von **flüssigem Wasserstoff** wären Hafenterminals zum Entladen der Schiffe und entweder eine Regasifizierung für die gasförmige Weiterverteilung – analog zum vorherigen Absatz – oder eine Infrastruktur zur Speicherung und zum Weitertransport in flüssiger Form neu zu errichten.

Für **Ammoniak und Methanol** müssten die bestehenden Infrastrukturen deutlich ausgebaut werden, da der Großteil des aktuellen Methanol- und Ammoniakbedarfs heute auf Basis von fossilem Erdgas direkt am Ort der Weiterverarbeitung erzeugt wird. Die Nutzung erfolgt nahezu ausschließlich stofflich. Als reiner Energieträger kommen sowohl Methanol als auch Ammoniak folglich bisher kaum bis gar nicht zum Einsatz. Vor dem Hintergrund der Defossilisierung chemischer Rohstoffe sind bei der stofflichen Nutzung von importiertem erneuerbarem Ammoniak oder Methanol die Prozessführungen der integrierten chemischen Anlagen entsprechend anzupassen. Denn die beiden Rohstoffe werden dann extern zugeliefert und sind somit nicht mehr - wie bei der Nutzung fossilen Ammoniaks oder Methanols - Teil der Prozesskette vor Ort. So müsste insbesondere der Wegfall der Prozesswärme, die durch die exothermen Bildungsreaktionen frei wird, kompensiert werden. Auch die Deckung des CO₂-Bedarfs, zum Beispiel für die Harnstoffproduktion, müsste neu organisiert werden. Schließlich könnten sich durch die Notwendigkeit einer verstärkten Lagerhaltung zusätzliche Aufwände ergeben.

Erfolgen die Wasserstoffimporte mithilfe von **Wasserstoffträgern** (zum Beispiel LOHC, Ammoniak) müssten auch in diesem Fall zunächst die notwendigen Verteilinfrastrukturen aufgebaut beziehungsweise bestehende Strukturen entsprechend umgerüstet werden. Für LOHC käme aufgrund der mehrfachen Nutzung noch der Rücktransport des Trägermaterials hinzu, der je nach Ausprägung über die gleichen Systeme wie die Verteilung erfolgen kann (Behältertransport) oder dedizierte eigene Systeme (Rohrtransport) benötigen würde.

Bis 2040 soll dann ein Wasserstoffnetz mit einer Gesamtlänge von 53.000 Kilometern etabliert werden, das insgesamt 28 europäische Staaten miteinander verbindet. Über 60 Prozent der dann eingesetzten Pipelines wären laut dem Konzept umgerüstete Gaspipelines und der Rest neugebaute Wasserstoffpipelines (vgl. EHB 2022).

9 Schlussfolgerungen

Der **Aufbau einer grünen Wasserstoffwirtschaft** in Deutschland ist eine herausfordernde und zugleich drängende Aufgabe, um in Deutschland das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 zu erreichen. Mit Blick auf die kurze Zeit, die für die Umsetzung zu Verfügung steht, wird klar, dass dies nur gelingen kann, wenn viele verschiedene Akteure aus Politik, Wirtschaft und Gesellschaft **integrativ und abgestimmt handeln** sowie die Umsetzung **konsequent vorantreiben** und unterstützen.

9.1 Einstieg in die grüne Wasserstoffwirtschaft bis 2030

Um den vorhergesagten **inländischen Bedarf** an Wasserstoff und dessen Syntheseprodukten von rund 45 bis 100 Terawattstunden in 2030 sowie 400 bis 700 Terawattstunden in 2045 decken zu können, werden nach aktuellem Stand substantielle Anteile davon aus der EU und voraussichtlich auch aus Nicht-EU-Ländern importiert werden müssen (siehe Kapitel 2.1).

Dass die **Ausbauziele** und vor allem für die dafür benötigten Mengen an erneuerbaren Energien **ambitioniert** sind, verdeutlichen bereits aus den Berechnungen (siehe Kapitel 4) hervorgehende Mengenangaben, die sich noch im unteren Bereich des benannten Bedarfs für 2030 bewegen. Angenommen, es gelänge bis 2030 in einem Exportland Erneuerbare-Energie-Anlagen im Umfang von 35 Gigawatt (17,5 Gigawatt Photovoltaik und 17,5 Gigawatt Windenergie onshore)¹¹⁸ für die Stromproduktion zu errichten, dann ließen sich damit laut den Berechnungen¹¹⁹ etwa 50 Terawattstunden Wasserstoff produzieren und per Pipeline nach Deutschland bringen, insofern die Umstände den Bau einer Pipeline erlauben. Wenn auf Basis des Elektrolysewasserstoffs im Erzeugungsland auch die Syntheseprodukte hergestellt und anschließend nach Deutschland verschifft würden¹²⁰, könnten aufgrund der geringeren energetischen Effizienz noch circa 40 Terawattstunden Ammoniak, 32 Terawattstunden Methanol oder 28 Terawattstunden an Fischer-Tropsch-Produkten zur stofflichen Anwendung kommen. Für die Transportoptionen, mit deren Einsatz erst nach 2030 zu rechnen ist, wären es – wieder ausgehend von den 35 Gigawatt EE-Strom – beim LOHC rund 34 Terawattstunden an Wasserstoff, die per Schiff importiert werden würden. Ammoniak als Wasserstoffträger und Flüssigwasserstoff lägen ebenfalls per Schiff mit etwa 38 Terawattstunden knapp darüber.

¹¹⁸ Das entspricht beispielsweise etwa 35 Prozent der Photovoltaik- und Windenergieanlagen an Land, die 2019 in Deutschland installiert waren (vgl. BMWi 2020a, S.15).

¹¹⁹ Zu den angenommenen generischen Erzeugungspotentialen (kombinierte 2.500 Vollaststunden) vergleiche den Materialband (Schmidt et al. 2022).

¹²⁰ Angenommen wurde im Beispiel eine einheitliche Transportdistanz von 10.000 Kilometern, um den Vergleich der jeweils transportierten Mengen zu ermöglichen.

Die vorliegende Analyse zeigt, dass entsprechende Importmengen prinzipiell realisierbar sind, sofern die erforderlichen infrastrukturellen, rechtlichen und unternehmerischen Voraussetzungen erfüllt werden, für die es jetzt die **Weichen zu stellen** gilt. Große Mengen grünen Wasserstoffs werden zwar erst nach 2030 zum Einsatz kommen, den **Einstieg in klimaneutrale Produktionsweisen**, beispielsweise in der Chemie-, Stahl- oder Glasindustrie, beziehungsweise **in CO₂-freie Transportwege** per Schwerlast-LKW, Schiff oder Flugzeug gilt es aber zeitnah voranzubringen. Andernfalls erscheint ein sich zukünftig selbsttragender Markt für grünen Wasserstoff zur Deckung des Bedarfs in Deutschland kaum realistisch. Dafür müssen in den Exportregionen die erforderlichen Mengen an erneuerbarem Strom verfügbar sein, Elektrolyseure errichtet sowie zwischen den Ex- und Importländern erste Importstrukturen, Speicher und Lager sowie Verteilketten für grünen Wasserstoff etabliert werden.

Für einen erfolgreichen **Markthochlauf** ist es zwingend erforderlich, von Show Cases in Form erster Pilot- oder Demonstrationsprojekte zu funktionierenden **Business Cases** zu kommen. Angesichts der Wasserstoffmengen, die für einen wirtschaftlich tragfähigen Import benötigt werden, bedarf es einer – bei den Elektrolyseuren bereits angestoßenen – Skalierung der Technologien und eines Einstiegs in eine **industrielle Serienfertigung**. Denn der bisherige Manufakturbetrieb bei der Produktion einiger Schlüsseltechnologien reicht nicht aus, um den stetig steigenden Bedarf an klimaneutralem Wasserstoff und dessen Syntheseprodukten decken zu können und kommerzielle, internationale Lieferketten zu etablieren. Zu den relevanten Anlagen zählen neben den Elektrolyseuren für die Wasserstoffproduktion auch Syntheseanlagen für die Herstellung synthetischer Kohlenwasserstoffe sowie Direct-Air-Capture-Anlagen zur Gewinnung des zusätzlich benötigten Kohlenstoffs. Außerdem sind gegebenenfalls die Hochskalierung der LOHC-Technologie oder die Verbesserung der Ammoniak-Cracker voranzutreiben, die gebraucht werden, wenn Wasserstoff mit Hilfe von Wasserstoffträger transportiert werden soll.

Zur Vervollständigung internationaler Lieferketten zählt dann in Deutschland auch die Verfügbarkeit entsprechender Aufnahme- und Verteilinfrastrukturen: Es sind **Häfen** zur Anlandung der Wasserstoff- und Syntheseproduktimporte auf- beziehungsweise auszubauen sowie **Speicherkapazitäten, Logistikketten** und Pipelinesysteme **zur Verteilung** zu etablieren. Diese Strukturen können aufgrund der europäischen Verflechtungen im Energie- und Industriesektor aber nicht auf Deutschland beschränkt bleiben und müssen vielmehr **europäisch eingebunden** sein, wie dies zum Beispiel bei den Pipelines im Rahmen der Initiative des „European Hydrogen Backbone“ der Fall wäre. Eine besondere Herausforderung besteht in der Startphase bis 2030 darin, regionale Wachstumscluster strategisch entlang einer sich zukünftig herausbildenden Nachfrage zu entwickeln und mit den Strom- und Wasserstoffinfrastrukturen der übrigen EU-Länder zu verschränken.

Weitere politische und wirtschaftliche Ziele wie die Förderung etablierter beziehungsweise zu etablierender Entwicklungspartnerschaften zum gegenseitigen Vorteil oder eine Diversifizierung der Bezugsquellen zur Stärkung der Versorgungssicherheit sind im Rahmen des Einstiegs in eine Wasserstoffwirtschaft bis 2030 ebenfalls zu berücksichtigen. Mit Blick auf die Versorgungssicherheit verschärft der Krieg Russlands gegen die Ukraine die Unsicherheiten, die ohnehin mit der konkreten Ausgestaltung der Restrukturierung der Energie(transport)infrastrukturen verbunden sind, noch einmal deutlich. So waren bis dahin freie Kapazitäten bei Pipelines, die Gas aus Osteuropa

nach Deutschland und in weitere europäische Länder bringen, aussichtsreich für die Option einer Umrüstung auf Wasserstoff. Aufgrund der politischen Situation fallen diese nun kurz- bis mittelfristig weg. Gleichzeitig gibt es in Westeuropa kaum mehr freie Kapazitäten, weil benötigte Gaslieferungen in kurzer Zeit in diese Netzbereiche verlagert und Kapazitäten auch für den verstärkten Import von LNG benötigt werden. Vor diesem Hintergrund sind bei der Ausgestaltung von Wasserstoffkooperationen einseitige Lieferbeziehungen möglichst zu vermeiden. Im Sinne der Versorgungssicherheit ist – neben der Diversifizierung von Bezugsquellen – daher eine gezielte Etablierung von Gegenseitigkeiten in den Kooperationen sinnvoll. Hierdurch könnten Ausfall- beziehungsweise Ausstiegsrisiken gesenkt werden, da ein Ausstieg für beide Seiten spürbare Nachteile brächte.

9.2 Importoptionen für den Einstieg in die grüne Wasserstoffwirtschaft 2030

Die Analyse der verschiedenen Transportoptionen für den Import von Wasserstoff und dessen Syntheseprodukten nach Deutschland¹²¹ zeigt, dass es **keine grundsätzlich zu präferierende Transportoption** gibt: Alle untersuchten Alternativen haben ihre jeweiligen Stärken und Schwächen und weisen unterschiedliche Umsetzungsgeschwindigkeiten oder -anforderungen auf. Somit sind die verschiedenen Transportoptionen **fall- und einsatzspezifisch** zu etablieren, wobei eine größere Bandbreite an Optionen sich auch positiv auf die **Diversifizierung** von Bezugsquellen auswirken kann. Einige Transportoptionen erscheinen dennoch insbesondere aus Effizienz- und Kostengesichtspunkten besonders geeignet für einen schnellen Einstieg in die grüne Wasserstoffwirtschaft. Zu unterscheiden ist dabei zwischen der **stofflichen** und der **energetischen Nutzung**, der **Nutzung von einzelnen Syntheseprodukten** und der Nutzung von **Wasserstoffträgermedien**.

Der Einstieg in den **Import von erneuerbarem Ammoniak als Rohstoff** insbesondere für die Chemieindustrie, das mithilfe von grünem Wasserstoff erzeugt und per Schiff transportiert wird, **könnte unmittelbar beginnen** und innerhalb von rund zwei Jahren realisiert werden. Das mit erneuerbaren Energien erzeugte Ammoniak könnte den Import von konventionellem oder einen Teil des heimisch erzeugten Ammoniaks ersetzen. Die gesamte Produktions- und Transportkette ist bereits im industriellen Maßstab entwickelt. Auch kostenseitig könnte importiertes, mit Wasserstoff aus Elektrolyse produziertes Ammoniak bereits zeitnah (bei einem CO₂-Preis von etwa 100 Euro je Tonne) konkurrenzfähig sein (siehe Kapitel 4 und Kapitel 6).¹²² Da aktuell aber nur etwa 22 Prozent des deutschen Ammoniakbedarfs importiert werden¹²³, müssten die vorhandenen Importinfrastrukturen deutlich erweitert werden, wenn Ammoniak zukünftig in großen Mengen nach Deutschland eingeführt werden soll.

Als besonders geeignet für den Einstieg in den **Import von reinem Wasserstoff** erscheint der Transport von gasförmigem Wasserstoff **per Pipeline**. Bei einer Umrüstung von Erdgaspipelines wäre es bei einer effizienten Planung und Durchführung sowie dem parallelen Aufbau der notwendigen Kapazitäten zur Produktion erneuerbaren

121 Die Analyse verfolgt einen Terminal-zu-Terminal-Ansatz, das heißt sie adressiert den Transport von Wasserstoff beziehungsweise Syntheseprodukten vom Export- zum Importland. Betrachtet wird der Transport per Schiff und Pipeline über weite Strecken. Die jeweils ebenfalls notwendige Verteilnetzinfrastuktur ist kein direkter Bestandteil der Untersuchungen.

122 Bei Gestehungskosten von unter 3 Euro pro Kilogramm Wasserstoff (siehe Kapitel 3.5.3).

123 Siehe Kapitel 5.2 und 6.

Stroms im Erzeugungsland voraussichtlich möglich, innerhalb von etwa 3 bis 5 Jahren signifikante Mengen Wasserstoff zu transportieren, wenn heute mit den Arbeiten an den Pipelines begonnen würde. Da bei einem Neubau 8 bis 10 Jahre zu veranschlagen wären, sollte der Fokus für einen schnellen Einstieg in den Wasserstoffimport eher auf der Umrüstung einzelner bestehender Pipelines oder dem Neubau auf bestehenden Trassen liegen. Zur Abschätzung der Umsetzungschancen bedarf es genauerer Analysen, die neben den geografischen Spezifika unter anderem auch die freien, verfügbaren Kapazitäten und geopolitischen Rahmenbedingungen berücksichtigen. Für Wasserstoffpipelines spricht über den Realisierungsrahmen hinaus auch, dass aus **Kosten-sicht** der Transport von reinem Wasserstoff per Pipeline über Distanzen bis zu 4.000 Kilometern von allen untersuchten Transportoptionen die günstigste ist und der transportierte Wasserstoff sowohl stofflich als auch energetisch in allen Verbrauchssektoren gleichermaßen eingesetzt werden kann. Hinzu kommen der hohe **Reinheitsgrad** bei einem Pipelinetransport und der **höchste Wirkungsgrad** unter allen betrachteten Optionen. Das heißt, gemessen am eingesetzten Strom im Exportland ließe sich somit in Deutschland der höchste Anteil an Energie nutzen.

Eine Herausforderung besteht allerdings darin, die **Auslastung** einer ausreichend großen und damit kostengünstigen **Pipeline** zu gewährleisten (siehe Kapitel 6). Dies bedeutet nicht nur, die ausreichende Menge Wasserstoff bereitzustellen, sondern auch die zu dessen Produktion notwendigen **Kapazitäten an erneuerbarem Strom** im Exportland zu installieren. So könnten mit einer Pipeline von rund 1.000 Millimetern Durchmesser und einer Transportkapazität von täglich 6.000 bis 7.000 Tonnen Wasserstoff rund 50 Terawattstunden Wasserstoff pro Jahr transportiert werden.¹²⁴ Für die Herstellung des Wasserstoffs würden im Exportland rund 85 Terawattstunden Strom benötigt, was einer kombinierten Anlagenleistung von Wind- und Photovoltaikanlagen im Umfang von rund 35 Gigawatt entspräche.¹²⁵ Um die Auslastung einer Pipeline dieser Größe zum Beispiel von der Iberischen Halbinsel nach Deutschland zu gewährleisten, wäre somit fast die gesamte Kapazität an Wind- und Photovoltaikanlagen erforderlich, die in Spanien im Jahr 2020 installiert war (circa 40 Gigawatt)^{126,127}.

Für begrenzte Mengen stellt der **Import von grünem Methanol und synthetischen Fischer-Tropsch-Produkten** zur stofflichen Nutzung **ebenfalls schnell realisierbare Transportoptionen** dar: Sie wären jeweils innerhalb von rund zwei Jahren umsetzbar, vorausgesetzt, dass jeweils ausreichend CO₂ zur Verfügung steht, das aus unvermeidbaren industriellen Punktquellen abgeschieden und für die Synthese eingesetzt werden kann. Der Realisierungszeitraum ist in diesem Fall vergleichbar mit der Ammoniakoption und kürzer als die Umrüstung einer Wasserstoffpipeline. Beide Transportoptionen sind allerdings kostenintensiver als der Import von Ammoniak per Schiff und Wasserstoff per Pipeline (siehe Kapitel 4): Synthetisch erzeugtes Methanol könnte bei CO₂-Preisen von rund 200 Euro pro Tonne bereits vor 2030 mit herkömmlichem, erdgasbasiertem Methanol wirtschaftlich konkurrieren. Im Gegensatz dazu

¹²⁴ Für die Pipeline wurde von einer Auslastung von rund 60 Prozent ausgegangen, um die volatile Einspeisung aus den Erneuerbare-Energie-Anlagen zu berücksichtigen. Bei einer Vollauslastung würden sich die Kosten erhöhen, weil im Exportland Speicher notwendig wären.

¹²⁵ Bei im Mittel nutzbaren 2.500 Volllaststunden für die Erneuerbare-Energie-Anlagen. Ein Teil der Erzeugung (ungefähr 10 Prozent) muss für eine wirtschaftlich optimale Auslegung abgeregelt werden.

¹²⁶ Vgl. IRENA 2021.

¹²⁷ Selbst eine kleine, kostenseitig weniger attraktive Pipeline mit einer Transportkapazität von etwa 5 Terawattstunden pro Jahr würde einen Strombedarf von circa 10 Terawattstunden und eine Anlagenkapazität von rund 4 Gigawatt im Exportland bedeuten.

werden Fischer-Tropsch-Produkte zwar auch auf längere Sicht voraussichtlich deutlich teurer bleiben als deren fossilbasierte Vergleichsprodukte, sie werden aber zur Erfüllung von Beimischungsquoten beispielsweise für Kerosin schon vor 2030 benötigt.

Methanol und Fischer-Tropsch-Produkte sind mit gegenwärtigen Einsatzmöglichkeiten und Nutzungen vollständig **kompatibel** und könnten somit direkt konventionell hergestelltes Methanol und rohölbasierte Fischer-Tropsch-Produkte ersetzen. Bestehende **Transportmittel und Industrieanlagen könnten** ohne größere Anpassungen **weiter genutzt werden**. Um mittelfristig den Klimaneutralitätsanforderungen gerecht werden zu können, muss die Herstellung synthetischer Kohlenwasserstoffe jedoch sukzessive auf eine Nutzung nachhaltiger CO₂-Quellen umgestellt werden. Das **Direct-Air-Capture**-Verfahren stellt hierfür eine Möglichkeit dar, die allerdings bis 2030 voraussichtlich noch nicht im industriellen Maßstab zu wettbewerbsfähigen Konditionen zur Verfügung stehen wird. Um die Klimaschutzziele zu erreichen und die fehlenden wirtschaftlichen Anreize für eine Umstellung kompensieren zu können, sollte es in diesen Fällen daher flankierende, klar geregelte rechtliche Vorgaben geben, um **fossile Lock-in-Effekte zu vermeiden**.

Bei den **übrigen untersuchten Transportoptionen für 2030** zur Einfuhr von Wasserstoff und dessen Syntheseprodukten nach Deutschland ist dagegen nicht davon auszugehen, dass sie bis dahin einen relevanten Beitrag zur Deckung der Nachfrage leisten können. Eine Ausnahme stellt eventuell die energetische Nutzung von Ammoniak dar: Sollten in größerem Umfang Maschinen verfügbar sein und eingesetzt werden, bei denen Ammoniak direkt als Energieträger genutzt werden kann, würde sich die Anwendung der Transportoption Ammoniak per Schiff über die dargestellte stoffliche Nutzung hinaus entsprechend erweitern.

Perspektivisch ist Flüssigwasserstoff per Schiff ebenfalls eine Option, um Wasserstoff aus Ländern außerhalb Europas zu importieren. Dies lohnt sich wirtschaftlich vor allem über Strecken von mehr als 8.000 Kilometern. Ein großer Vorteil des Schiffsverkehrs ist, dass die Energieverluste und die Gesamtkosten für den Import des Wasserstoffs mit der Transportdistanz kaum zunehmen. Die dafür benötigten Wasserstofftanker befinden sich jedoch noch in der Entwicklung und auch bei den Anlandungsterminals besteht noch viel Realisierungsbedarf. Mit einer Umsetzung ist daher frühestens mittelfristig und damit nach 2030 in großtechnischem Maßstab zu rechnen.

9.3 Übergangstechnologien und Wertschöpfungsverschiebungen

Es zeigt sich deutlich, dass bis 2030 – aufgrund des begrenzten Angebots an Wasserstoff und der zunächst noch aufzubauenden Produktions- und Transportinfrastrukturen – nur ein Teil der Prozesse im Energiesektor und in der industriellen Produktion auf klimaneutrale Verfahren umzustellen sein wird. Der Ausstieg aus der fossilen Energienutzung kann nicht sofort erfolgen und es sind entsprechende **Übergangslösungen** gefragt. Wichtig ist daher, dass nicht nur Investitionen in die Wasserstoffwirtschaft bis 2030 angeschoben werden, sondern auch, dass sich Investitionen, die anfangs noch nicht klimaneutral sein können, zu einem späteren Zeitpunkt umstellen lassen („H₂-ready“). Für Anlagen, in denen zunächst noch fossile Energieträger zum Einsatz kommen müssen, bedarf es zur Erreichung der Klimaziele daher plausibler Ausstiegspfade.

Grundsätzlich kann der Weg in die grüne Wasserstoffwirtschaft sequenziell ausgestaltet werden und wird sich an der Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff sowie der Nachfrage nach diesem orientieren. Um den Hochlauf des grünen Wasserstoffs zu stärken und die Klimaschutzziele zu erreichen, können auch gezielte Investitionen zur Nachfragesteigerung, beispielsweise zum Einstieg in die Direktreduktion von Eisenerz mit Wasserstoff im Stahlsektor, einen Beitrag leisten. Dies kann allerdings bis 2030 dazu führen, dass die bereitgestellten Mengen an grünem Wasserstoff nicht jederzeit den Wasserstoffbedarf der bereits umgestellten Wertschöpfungs- oder Logistikketten decken. Aus Gründen der Versorgungssicherheit müsste für eine Übergangsphase dann gegebenenfalls auch fossilbasierter Wasserstoff zum Einsatz kommen. Für den im Rahmen der vorliegenden Analyse betrachteten Transport ist es dabei prinzipiell unerheblich, ob der zu transportierende Wasserstoff aus Erdgas gewonnen wurde (grauer Wasserstoff), das Kohlendioxid dabei abgeschieden wird (blauer Wasserstoff) oder ob es sich um grünen Wasserstoff aus der Elektrolyse mit erneuerbarem Strom handelt.

Frei werdende Kapazitäten aus der Produktion fossilbasierter Syntheseprodukte bieten dabei auch eine Chance zur Stützung des Hochlaufs einer grünen Wasserstoffwirtschaft. **Eine Option für eine** solche „**graue Wasserstoffbrücke**“ besteht darin, existierende Anlagen, die in Deutschland bisher für die Produktion von Ammoniak und Methanol eingesetzt wurden, für die Herstellung von grauem Wasserstoff zu nutzen: Ammoniak und Methanol werden in Deutschland heute überwiegend vor Ort, das heißt in der Nähe ihres Verbrauchs und basierend auf Wasserstoff aus Erdgas-Dampfreformern erzeugt. Ihre inländische Produktion könnte durch die importierten grünen Syntheseprodukte sukzessive ersetzt werden. Die freiwerdenden Dampfreformer stünden dann für die Produktion grauen Wasserstoffs zur Verfügung, der – wie oben beschrieben unter anderem im Fall von Angebotslücken – an anderer Stelle eingesetzt werden könnte. Dies kann in bestimmten Fällen auch zur Reduzierung des Risikos für „Stranded Assets“ führen. Auf diese Weise ließe sich durch den Hochlauf der Importe erneuerbaren Ammoniaks und Methanols zwar nur eine „einfache“ CO₂-Einsparung erreichen, es bestünde aber die Möglichkeit, durch eine erleichterte und versorgungssichere Umstellung auf wasserstoffbasierte Prozesse einen **früheren Hochlauf der grünen Wasserstoffwirtschaft** zu erwirken. Lokale Wasserstoffverteilnetze, die in diesem Rahmen aufgebaut würden, könnten idealerweise später mit grünem Wasserstoff weitergenutzt werden.

Mit der Transformation hin zu einer klimaneutralen Wirtschaft und einer entsprechenden Energieversorgung werden sich **Wertschöpfungsketten** verändern und verlagern. Die Analyse der Transportoptionen zeigt, dass unter bestimmten Bedingungen wie beispielsweise sehr niedrigen Gestehungskosten für die erneuerbaren Energien oder leicht verfügbaren, preiswerten CO₂-Quellen die Produktion von Syntheseprodukten im Exportland effizienter und wirtschaftlicher sein kann als der Import von Elektrolysewasserstoff und einer anschließenden Synthese in Deutschland. So könnte es etwa zu **Wertschöpfungsverlusten in Deutschland** im Bereich der Ammoniak- und Düngemittelproduktion durch die Abwanderung von Unternehmen in Richtung hierfür prädestinierterer Standorte kommen. Ob und unter welchen Umständen eine inländische Synthese wirtschaftlicher sein kann als der Import der fertigen Energieträger, hängt unter anderem stark von der Entwicklung der Technologie- und Rohstoffkosten ab (siehe Kapitel 4) und muss im Einzelfall sorgfältig geprüft werden.

9.4 Flexible politische Steuerung und europäisch-internationale Kooperation

Der Einstieg in die grüne Wasserstoffwirtschaft bis 2030 ist für sich genommen bereits ein ambitioniertes Ziel. Da bis dahin allerdings auch die Grundlagen für die Zeit bis 2045 gelegt werden, ist aktuell eine **Verschneidung aus langfristiger Perspektivsetzung und ambitioniertem Einstieg** vonnöten.

Die politischen Entscheidungsverantwortlichen sind gefragt, in Abstimmung mit Unternehmen, Infrastrukturbetreibern und -regulierern sowie der Zivilgesellschaft klare Ziele und Zwischenziele zu formulieren sowie Fördermechanismen aufzusetzen, die den handelnden Wirtschaftsakteuren **Klarheit über die Zielrichtung** der anzustoßenden Prozesse sowie Orientierung auf dem Weg dorthin geben. **Gleichzeitig** müssen sie **flexibel** genug sein, um schnell in die Umsetzung zu kommen. Sensibilität gegenüber negativen ökologischen und sozialen Auswirkungen von Wasserstoffprojekten und - sich auch neu herausbildenden - Abhängigkeiten von Lieferanten ist ebenso gefragt, wie Wachsamkeit gegenüber dem globalen Wettlauf um klimaneutralen Wasserstoff und Technologieführerschaft sowie der jeweils heimischen Wertschöpfung. Deswegen sollten die Anforderungskriterien in politischen Unterstützungs- und Förderprogrammen in der Startphase bis 2030 nicht zu eng gesetzt werden, um Investitionen in die Versorgung mit grünem Wasserstoff nicht unnötig zu erschweren. Dies erscheint insbesondere angesichts der in der Nationalen Wasserstoffstrategie formulierten unterschiedlichen Zielsetzungen – Beitrag zum Klimaschutz, Erhalt des Industriestandorts Deutschlands, Förderung des Markthochlaufs von Wasserstofftechnologien sowie nachhaltige Entwicklungspolitik¹²⁸ von hoher Relevanz.

Gegenwärtig ist an vielen Stellen noch unsicher, wie die Wasserstoffwirtschaft genau ausgestaltet sein wird. So ist beispielsweise mit Blick auf den Transport bisher offen, welche Transportrouten letztlich realisiert werden und in welcher Weise – gasförmig, flüssig und/oder gebunden – Deutschland Wasserstoff importieren wird. Bei der politisch-rechtlichen Rahmensetzung, den Strategiefestlegungen und Bedarfsplanungen sind daher von politischer Seite bewusst Mechanismen zu implementieren, die bei Bedarf eine **politische Nachjustierung ermöglichen**. Denkbar sind unter anderem Stufenmodelle für Förderkriterien (siehe Kapitel 8.3), festgelegte Zielkorridore oder regelmäßige Evaluationsschleifen. In diesem Zusammenhang ist von allen beteiligten Akteuren aus Politik, Wirtschaft und Zivilgesellschaft die **Bereitschaft zum flexiblen Handeln** gefragt. Gezielte Anpassungen auf Basis **gemeinsamer Lernprozesse** sollten dabei nicht als unkoordiniertes Handeln verstanden werden, sondern als eine – angesichts der bestehenden Unsicherheiten – notwendige, stetige Weiterentwicklung und Konkretisierung der Umsetzungsmechanismen in Richtung der Etablierung einer breiten Versorgung mit grünem Wasserstoff.

Die Umstellung von einer fossilbasierten hin zu einer klimaneutralen Energieversorgung birgt die Chance, sich von bestehenden Abhängigkeiten im Energiebereich zu lösen. Neue oder veränderte Kooperationen zur **Diversifizierung der Energieversorgung und Stärkung der Versorgungssicherheit** werden damit möglich. Neben der Option zur Neujustierung, die Veränderungsprozessen generell inhärent ist, spielt bei den **erneuerbaren Energien** und grünem Wasserstoff die **größere Bandbreite potenzieller Exportländer** eine Rolle. Im Gegensatz zu fossilen Ressourcen,

¹²⁸ Vgl. BMWi 2020b, S.5 ff.

die auf ihre Lagerstätten begrenzt sind, lässt sich die Erzeugung erneuerbaren Stroms aus Windenergie und Photovoltaik nahezu überall etablieren – freilich zu unterschiedlichen Gestehungskosten. Um sich als Exportland für grünen Wasserstoff oder seine synthetischen Folgeprodukte international positionieren zu können, werden ergänzend zu sehr günstigen Erzeugungskosten erneuerbaren Stroms auch die entsprechenden Wasserressourcen und je nach Exportprodukt, das heißt bei den Kohlenwasserstoffen zusätzlich CO₂-Quellen benötigt. Zur Gewährleistung der Wasserverfügbarkeit bieten an Küstenstandorten Meerwasserentsalzungsanlagen im Falle einer kostengünstigen Erzeugung erneuerbaren Stroms und ökologisch vertretbaren Entsorgungskonzepten für die verbleibende Sole entsprechende Freiheitsgrade. Beim benötigten Kohlenstoff könnte die Lösung perspektivisch die Direct-Air-Capture-Technologie sein.

Wasserstoff kann letztlich mehr als ein einfacher Energieträger und Rohstoff sein. Durch den Aufbau einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft lassen sich nachhaltige **Impulse in der Klima-, Industrie- und Entwicklungspolitik** setzen. So kann die Etablierung einer europaweit vernetzten Wasserstoffinfrastruktur zum Beispiel die Kohäsion des europäischen Wirtschaftsraumes und des europäischen Energiesystems fördern. Aus deutscher Perspektive lässt sich der Bedarf an grünem Wasserstoff nur durch das Zusammenspiel aus inländischer Produktion und Importen decken. Ein diversifizierter Import aus EU- und Nicht-EU-Staaten wirkt dabei einseitigen Lieferabhängigkeiten entgegen und bietet zugleich Chancen auf neue Absatzmärkte für Technologien und Dienstleistungen deutscher Unternehmen. Auch Schwellen- und Entwicklungsländer können bei einer substanziellen Teilhabe an den Wertschöpfungsketten ihrerseits profitieren. Zugleich trägt der Aufbau einer klimaneutralen, sicheren Energieversorgung in diesen Ländern aus globaler Perspektive zur Erreichung der weltweiten Klimaschutzziele bei. Dabei ist zentral, dass es sich bei den umzusetzenden internationalen Projekten um **Kooperationen auf Augenhöhe** handelt, die **Win-win-Lösungen** ermöglichen. Unabdingbar ist in diesem Zusammenhang die Erarbeitung eines transparenten und diskriminierungsfreien europäischen sowie internationalen Rechtsrahmens für die grüne Wasserstoffwirtschaft – mit entsprechenden Zertifizierungs- und Einfuhrkriterien sowie Herkunftsnachweisen und nachverfolgbaren Prozessketten, die gleichwohl einem zügigen Markthochlauf nicht im Wege stehen. Auch hier gilt es, eine gute Balance zu finden.

Literatur

acatech 2022

HySupply: *Deutsch-Australische Machbarkeitsstudie zu Wasserstoff aus erneuerbaren Energien*, 2020. URL: <https://www.acatech.de/projekt/hysupply-deutsch-australische-machbarkeitsstudie-zu-wasserstoff-aus-erneuerbaren-energien/> [Stand: 15.07.2022].

Agora Energiewende 2020

Agora Energiewende: *Klimaneutrale Industrie - Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement*, 2020. URL: https://static.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/164_A-EW_Klimaneutrale-Industrie_Studie_WEB.pdf [Stand 15.07.2022].

Amnesty International 2022

Amnesty International Report 2021/22: *The State of the world's human rights*, 2022. URL: <https://www.amnesty.org/en/documents/pol10/4870/2022/en/> [Stand: 15.07.2022].

Ariadne 2021a

Kopernikus-Projekt Ariadne Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK): *Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich*, 2021. URL: <https://ariadneprojekt.de/publikation/deutschland-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitaet-2045-szenarien-report/> [Stand: 15.07.2022].

Ariadne 2021b

Kopernikus-Projekt Ariadne Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK): *Wasserstoffimportssicherheit für Deutschland: Zeitliche Entwicklung, Risiken und Strategien auf dem Weg zur Klimaneutralität*, 2021. URL: <https://ariadneprojekt.de/news/analyse-strategien-zur-sicherung-von-wasserstoffimporten/> [Stand: 15.07.2022].

Ariadne 2021c

Ueckerdt, F./ Pfluger, B. / Odenweller, A. / Günther, C. / Knodt, M. / Kemmerzell, J. / Rehfeldt, M. / Bauer, C. / Verpoort, P. / Gils, H. / Luderer, G et al. 2021: *Ariadne Kurzdossier: Durchstarten trotz Unsicherheiten: Eckpunkte einer anpassungsfähigen Wasserstoffstrategie*, 2021. URL: https://www.kopernikus-projekte.de/lw_resource/datapool/system-files/cbox/1835/live/lw_datei/ariadne_kurzdossier_wasserstoff_november2021.pdf [Stand: 15.07.2022].

Ariadne 2021d

Piria, R./ Honnen, J./ Pfluger, B./ Ueckerdt, F./ Odenweller, A.: *Wasserstoffimportssicherheit für Deutschland: Zeitliche Entwicklung, Risiken und Strategien auf dem Weg zur Klimaneutralität – Ariadne Analyse*, 2021. URL: https://ariadneprojekt.de/media/2021/12/Ariadne-Analyse_Wasserstoffimportssicherung_Dezember2021.pdf [Stand: 15.07.2022].

BAFA o.J.

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: *Rohölstatistik in der Bundesrepublik Deutschland, o.J.* URL: https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Rohoel/rohoel_node.html [Stand: 15.07.2022].

BAFA 2022

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: *Erdgasstatistik*, 2022. URL: https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgasstatistik/erdgas_node.html [Stand 15.07.2022].

BDEW 2019

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: *Zahl der Woche / 954 Mrd. kWh Erdgas*, 2019. URL: <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/zahl-der-woche-erdgasverbrauch-945-mrd-kwh/> [Stand: 15.07.2022].

BDI 2021

Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.: *Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft*, 2021. URL: <https://bdi.eu/artikel/news/klimapfade-2-0-ewirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft/> [Stand: 15.07.2022].

BMWi 2020a

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und Internationale Entwicklung im Jahr 2019*, 2020. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6 [Stand: 15.07.2022].

BMWi 2020b

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Die Nationale Wasserstoffstrategie*, 2020. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html> [Stand: 15.07.2022].

BMWi / WV Stahl/ IG Metall 2021

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie/Wirtschaftsvereinigung Stahl/Industriegewerkschaft Metall: *Stand der Gespräche zum Handlungskonzept Stahl zwischen dem Bundeswirtschaftsministerium und der Stahlindustrie in Deutschland*, 2021. URL: <https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/2021-05-12-stahl-erklaerung.pdf> [Stand: 15.07.2022].

BMWK 2019

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: *Dialo­gprozess Gas 2030 – Erste Bilanz* –, 2019. URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/C-D/dialo­gprozess-gas-2030-erste-bilanz.html> [Stand: 15.07.2022].

BMWK 2021

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: „Wasserstoff: Schlüsselelemente für die Energiewende“, 2021. URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/wasserstoff.html> [Stand: 15.07.2022].

Bundesregierung 2021

Die Bundesregierung: *PtL-Roadmap; Nachhaltige strom­basierte Kraftstoffe für den Luftverkehr in Deutschland*, 2021. URL: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/LF/ptl-roadmap.pdf?__blob=publicationFile [Stand: 15.07.2022].

CertifHy 2022

CertifHy: *Certification Schemes*, 2022. URL: <https://www.certifyhy.eu/go-definition/> [Stand: 15.07.2022].

Climeworks 2022

Climeworks Website, 2022. URL: <https://climeworks.com> [Stand: 15.07.2022].

dena 2021

Deutsche Energie-Agentur GmbH: *dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität*, 2021. URL: <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/abschlussbericht-dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet/> [Stand: 15.07.2022].

Der Standard 2022

Wandler, R.: *Spanien vollzieht in Sachen Westsahara eine Kehrtwende*, 2022. URL: <https://www.derstandard.de/story/2000134286864/spaniens-vollzieht-in-sachen-westsahara-eine-kehrtwende> [Stand: 15.07.2022].

Destatis 2022a

Statistisches Bundesamt (Destatis): *Produktionswert, -menge, -gewicht und Unternehmen der Vierteljährlichen Produktionserhebung: Deutschland, Jahre, Güterverzeichnis (9-Steller)*, Genesis Online, Tabelle 42131-0003, 2022. URL: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> [Stand: 15.07.2022].

Destatis 2022b

Statistisches Bundesamt (Destatis): *Aus- und Einfuhr (Außenhandel): Deutschland, Jahre, Warenverzeichnis (8-Steller)*, Genesis Online, Tabelle 51000-0013, 2022. URL: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> [Stand: 15.07.2022].

Deutscher Bundestag 2020

Deutscher Bundestag: *Erklärung zur Lage der Menschenrechte in Saudi-Arabien aus Anlass des G20-Gipfels vom 18. November 2020*, 2020. URL: https://www.bundestag.de/webarchiv/Ausschuesse/ausschuesse19/a17_menschenrechte/Erklaerungen/saudi-arabien-807140 [Stand: 15.07.2022].

EHB 2022

Van Rossum, R./Jens, J./La Guardia, G./Wang, A./Kühnen, L./Overgaag, M.: *A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries*, 2022. URL: <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2022/04/EHB-A-European-hydrogen-infrastructure-vision-covering-28-countries.pdf> [Stand: 15.07.2022].

El Pais 2021

El Pais: *Why the closure of an Algerian gas pipeline is bad news for Spain*, 2021. URL: <https://english.elpais.com/economy-and-business/2021-10-28/why-the-closure-of-an-algerian-gas-pipeline-is-bad-news-for-spain.html> [Stand: 15.07.2022].

Elten et al. 2021

Elten, E./Durisin, M.: *„Fertilizer Prices Are Getting More Expensive in Europe, Adding to Food-Inflation Concerns“*. In: Bloomberg, 2021. URL: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-10-29/european-fertilizer-prices-set-to-surge-amid-energy-squeeze> [Stand 15.07.2022].

Energate GmbH 2021

Energate Messenger+: *RWE testet in Lingen Wasserstoffturbine im Großmaßstab*, 2021. URL: <https://www.energate-messenger.de/news/218404/rwe-testet-in-lingen-wasserstoffturbine-im-grossmassstab> [Stand: 15.07.2022].

ESKP o.J.

Earth System Knowledge Platform – die Wissensplattform des Forschungsbereichs Erde und Umwelt der Helmholtz-Gemeinschaft: *„Wasserstoff: ein geeigneter umweltfreundlicher Energieträger?“*, o.J. URL: <https://www.eskp.de/schadstoffe/wasserstoff-ein-g geeigneter-umweltfreundlicher-energietraeger-935484/> [Stand: 15.07.2022].

European Commission 2020

European Commission: *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*, COM (2020) 301 final, 2020. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf [Stand: 15.07.2022].

European Parliament 2021

European Parliament: *Question for Written Answer E-005456/2021 to the Commission*, Subject: Algerias Decision on Supply of Gas, 2021. URL: https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/E-9-2021-005456_EN.html [Stand: 15.07.2022].

Fasihi/Breyer 2020

Fasihi, M./Breyer, Ch.: *Baseload electricity and hydrogen supply based on hybrid PV-wind power plants*; *Journal of Cleaner Production*, Volume 243, 2020. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652619333360?via%3Dihub> [Stand: 15.07.2022].

Fasihi et al. 2019

Fasihi, M./Efimova, O./Breyer, C.: *Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants*, 2019. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652619307772> [Stand: 15.07.2022].

Fraunhofer ISE 2021

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE: *Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis – Technology Driven Bottom-Up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems*, 2021. URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/cost-forecast-for-low-temperature-electrolysis.pdf> [Stand: 15.07.2022].

Fraunhofer ISI 2013

Fleiter, T./Schlomann, B./Eichhammer, W.: *Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien – Einsparpotentiale, Hemmnisse und Instrumente*, 2013. URL: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2013/Umweltforschungspln_FKZ-370946130.pdf [Stand: 15.07.2022].

Fraunhofer ISI 2020

Wietschel, M./Bekk, A./Breitschopf, B./Boie, I./Edler, J./Eichhammer, W./Klobasa, M./Marscheider-Weidemann, M./Plötz, P./Sensfuß, F./Thorpe, D./Walz, R.: *Chancen und Herausforderungen beim Import von grünem Wasserstoff und Syntheseprodukten, Policy-Brief 03/2020*. URL: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2020/policy_brief_wasserstoff.pdf [Stand: 15.07.2022].

H2Global 2022

H2Global Stiftung: Bollerhey, T./Exenberger, M./Geyer, F./Westphal, K.: *H2Global - Idee, Instrument und Intentionen*, Info Brief 01/2022, 2022 (im Erscheinen). URL: <https://www.h2-global.de/project/publications> [Stand: 15.07.2022].

HESC 2022

Hydrogen Energy Supply Chain (HESC) Website, 2022. URL: <https://www.hydrogenenergysupply-chain.com/about-hesc/> [Stand: 15.07.2022].

Human Rights Watch 2022

Human Rights Watch: *World Report 2022, Events of 2021*, 2022. URL: https://www.hrw.org/sites/default/files/media_2022/01/World%20Report%202022%20web%20pdf_0.pdf [Stand: 15.07.2022].

HySTOC 2019

Hydrogen Supply and Transportation Using Liquid Organic Hydrogen Carriers (HYSTOC): *D8.4 LOHC production cost estimation study*, 2019. URL: <https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic/Ry9BYnVIZzQrNits-bTZBNDJOOEg1czNVbEJ2VmxZQ2hocmVSOEFtSk-MyNmtJQohaYnRoV3R3PTO=/attachment/VFEyQTQ4M3ptUWZJbUIVSIND-NlhONkV6OWxYcoh3YJY=> [Stand: 15.07.2022].

IEA 2021a

International Energy Agency: *Ammonia technology Roadmap. Towards more sustainable nitrogen fertilizer production*, 2021. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/6ee41bb9-8e81-4b64-8701-2acc064ff6e4/AmmoniaTechnologyRoadmap.pdf> [Stand: 15.07.2022].

IEA 2021b

International Energy Agency: *Global Hydrogen Review*, 2021. URL: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021> [Stand: 15.07.2022].

IKEM 2021

Kalis, M. / Langenhorst, T. / Harsch, V. et al.: *Kurzgutachten Anrechenbarkeit, Zertifizierung und internationaler Handel von grünem Wasserstoff*, 2021. URL: https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/Verschiedene/20210712_IKEM-Gutachten_Wasserstoffregulatorik-1.pdf [Stand 15.07.2022].

IRENA 2018

International Renewable Energy Agency: *Energy Profile Brazil*, 2018. URL: https://www.irena.org/IRENA-Documents/Statistical_Profiles/South%20America/Brazil_South%20America_RE_SP.pdf [Stand:15.07.2022].

IRENA 2021

International Renewable Energy Agency: *Renewable Capacity Statistics 2021*. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Apr/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2021.pdf [Stand: 15.07.2022].

IWR 2021

Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR): *Saudi-Arabien baut eines der weltgrößten Solarkraftwerke*, 2021. URL: <https://www.iwr.de/news/saudi-arabien-baut-eines-der-weltgroessten-solarkraftwerke-news37350> [Stand: 15.07.2022].

IVA 2020

Industrieverband Agrar (IVA): Wichtige Zahlen – Düngemittel – Produktion - Markt - Landwirtschaft, 2020. URL: <https://www.iva.de/publikationen/wichtige-zahlen-2019-2020> [Stand: 15.07.2022].

Karstens/ Levin 2010

Karstens, U./Levin, I.: *Molekularer Wasserstoff in der Atmosphäre – Untersuchung der Quellen- und Senkenprozesse mit einem Regionalmodell*, 2010. URL: <https://meetingorganizer.copernicus.org/DACH2010/DACH2010-47.pdf> [Stand: 15.07.2022].

Kawasaki 2019

Kawasaki Heavy Industries, Ltd.: *Japan's Movement for Hydrogen Society and Global Hydrogen Supply Chain*, 2019. URL: https://www.sintef.no/globalassets/project/hyper/presentations-day-1/day1_1510_taira_kawasakihi.pdf [Stand: 15.07.2022].

KIT 2020

Heß, D./Klumpp, M./Dittmeyer, R.: *Nutzung von CO₂ aus Luft als Rohstoff für synthetische Kraftstoffe und Chemikalien*, 2020. URL: <https://vm.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mvi/interne/Dateien/PDF/29-01-2021-DAC-Studie.pdf> [Stand: 15.07.2022].

Kölling 2021

Kölling, M.: *Ammoniak als Öko-Brennstoff für Kraftwerke*. In: Heise.de - MIT Technology Review. 01.04.2021. URL: <https://www.heise.de/hintergrund/Ammoniak-als-Oeko-Brennstoff-fuer-Kraftwerke-5999498.html> [Stand: 15.07.2022].

Methanex 2020

Methanex: *Methanol – Sicherheitsdatenblatt gemäß Verordnung (EG) Nr. 1907/2006 (REACH) in jeweils geänderter*, 2020. URL: https://www.methanex.com/sites/default/files/safety/SDS-2014/Europe-REACH/Methanol-EU_DE_eSDS_07.23.2020.pdf [Stand: 15.07.2022].

Methanex 2022

Methanex: *Historical Methanex Posted Price*, 2022. URL: <https://www.methanex.com/our-business/pricing> [Stand: 15.07.2022].

NWR 2021

Nationaler Wasserstoffrat (Hrsg.): *Wasserstoff Aktionsplan Deutschland 2021-2025*, 2021. URL: https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2021-07-02_NWR-Wasserstoff-Aktionsplan.pdf [Stand: 15.07.2022].

OHCHR 2022

United Nations Human Rights Office of the High Commissioner: *Countries & Territories Saudi Arabia*, 2022. URL: <https://www.ohchr.org/en/countries/saudi-arabia#status-reporting--154> [Stand: 15.07.2022].

Presseportal 2021

German LNG Terminal GmbH: *Technische Universität Hamburg untersucht Perspektiven geplanter Terminalinfrastruktur für eine zukünftige Energieversorgung im norddeutschen Raum*, 2021. URL: <https://www.presseportal.de/pm/142930/5003119> [Stand: 15.07.2022].

Prognos 2020

Kreidelmeyer, S./Dambeck, H./Kirchner, A./Wünsch, M.: *Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger*, 2020. URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationspfade-fuer-strombasierte-energetraeger.pdf?__blob=publicationFile [Stand: 15.07.2022].

Prognos/ Öko-Institut/ Wuppertal-Institut 2021

Prognos/Öko-Institut/Wuppertal-Institut: *Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende*, 2021. URL: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045> [Stand: 15.07.2022].

PtJ 2021

Projekträger Jülich: *Expertenempfehlung Forschungsnetzwerk Wasserstoff*, 2021. URL: https://www.forschungsnetzwerke-energie.de/lw_resource/data-pool/systemfiles/agent/fnepublications/CB89EC28FD6325E2E0537E695E860C38/live/document/Expertenempfehlung_Forschungsnetzwerk_Wasserstoff.pdf [Stand: 15.07.2022].

Schmidt et al. 2022:

Schmidt, M./ Stöcker, P. / Staib, F. / Wurbs, S. / Stephanos, C.: *Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030 – Materialband, 2022* (im Erscheinen).

SPD, BÜNDNIS 90/ DIE GRÜNEN, FDP 2021

Sozialdemokratische Partei Deutschlands, Bündnis 90/Die Grünen, Freie Demokratische Partei: *Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag 2021– 2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), Bündnis 90 / Die Grünen und den Freien Demokraten (FDP)*, 2021. URL: <https://www.spd.de/koalitionsvertrag2021/> [Stand: 15.07.2022].

Stiftung Umweltenergierecht 2021

Hoffmann, B./Halbig, A./Senders, J./Nysten, J.-V./Antoni, O./Müller, T.: *Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht?*, 2021. URL: https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/Verschiedene/Stiftung_Umweltenergierecht_Wasserstoffwirtschaftsrecht.pdf [Stand: 15.07.2022].

Transparency International Deutschland 2022

Transparency International Deutschland e.V.: *Korruptionswahrnehmungsindex 2021*, 2022. URL: <https://www.transparency.de/cpi/> [Stand: 15.07.2022].

TÜV SÜD 2021

TÜV SÜD Standard CMS: *Erzeugung von Grünem Wasserstoff (GreenHydrogen)*, 2021. URL: https://www.tuvsud.com/de-de/-/media/de/industry-service/pdf/broschueren-und-flyer/is/energie/tv-sd-standard-cms-70_grund--und-zusatzanforderungen-deutsch-englisch.pdf [Stand: 15.07.2022].

VCI 2021

Verband der Chemischen Industrie e.V.: *2021 Chemiewirtschaft in Zahlen*, 2021. URL: <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/chiz-historisch/chemiewirtschaft-in-zahlen-2021.pdf> [Stand 15.07.2022].

Viebahn 2019

Viebahn, P.: *Exploring the Potential Role of Carbon Capture and Storage (CCS) for Power Plants in the German and the International Context – a Multi-Dimensional Assessment Approach*, 2019. URL: <https://repositorium.ub.uni-osnabrueck.de/handle/urn:nbn:de:gbv:700-202103114093> [Stand: 15.07.2022].

Viebahn et al. 2019

Viebahn, P./Scholz, A./Zelt, O.: *Entwicklungsstand und Forschungsbedarf von Direct Air Capture – Ergebnis einer multidimensionalen Analyse*, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 69. Jg./Heft 12, 2019. URL: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7438/file/7438_Viebahn.pdf [Stand: 15.07.2022].

World Bank 2022

World Bank: *World Integrated Trade Solution (WITS)*, 2022. URL: <https://wits.worldbank.org/Default.aspx?lang=en> [Stand 15.07.2022].

WV Stahl 2022

Wirtschaftsvereinigung Stahl: *Aktuelle politische Positionen zur Transformation der Stahlindustrie in Deutschland*, 2022. URL: https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/202202_PosPap_Aktuelle_politische_Positionen_Transformation.pdf [Stand: 15.07.2022].

Bildrechte



Abb.18 | S.72
Kap.7.2.1. | S.74

Spain by Zarthon from NounProject.com



Abb.18 | S.72
Kap.7.2.2. | S.77

Ukraine by Lluisa Iborra from NounProject.com



Abb. 18 | S.72
Kap.7.2.3. | S.80

Morocco by Alexander Skowalsky from NounProject.com



Abb.18 | S.72
Kap.7.2.4. | S.84

Saudi Arabia by Ted Grajeda from NounProject.com



Abb.18 | S.72
Kap.7.2.5. | S.88

South Africa by Tom Walsh from NounProject.com



Abb.18 | S.71
Kap.7.2.6. | S.91

Brasil by Matthieu Rodrigues from NounProject.com



Kap.3.2 | S.28
Kap.3.4 | S.30
Kap. 4.3 | Tab.1 | S.42
Kap.7.2.3 | S.80

Icon Verflüssiger: Condenser by Azam Ishaq from NounProject.com



Abb.1 | S.11

Energiesysteme der Zukunft (ESYS); Illustration by Ellery Studio

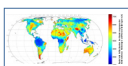


Abb.16 | S.72

Fasihi, M./Breyer, Ch.: *Baseload electricity and hydrogen supply based on hybrid PV-wind power plants*; *Journal of Cleaner Production*, Volume 243, 2020. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652619333360?via%3Dihub> [Stand: 15.07.2022].

Das Akademienprojekt

Mit der Initiative „Energiesysteme der Zukunft“ geben acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften Impulse für eine faktenbasierte Debatte über Herausforderungen und Chancen der Energiewende in Deutschland. In interdisziplinären Arbeitsgruppen erarbeiten rund 100 Expertinnen und Experten Handlungsoptionen für den Weg zu einer umweltverträglichen, sicheren und bezahlbaren und Energieversorgung.

Die Arbeitsgruppe „Wasserstoffwirtschaft 2030“

Grüner Wasserstoff und synthetische Energieträger übernehmen Schlüsselrollen für die Energiewende. Die benötigten Mengen können aller Voraussicht nach jedoch nicht allein in Deutschland produziert werden, nicht zuletzt, weil für deren Herstellung große Mengen an erneuerbarem Strom benötigt werden. Daher rücken Importe vermehrt ins Blickfeld. Vor diesem Hintergrund untersuchte die interdisziplinär zusammengesetzte Arbeitsgruppe, was die Vor- und Nachteile ausgewählter Transportvektoren sind und welche der betrachteten Transportoptionen sich bereits bis 2030 realisieren lassen. Außerdem beschäftigte sich die AG damit, inwiefern bereits existierende Transportmedien und Infrastrukturen für den Import von Wasserstoff nach Deutschland genutzt werden können und welche wiederum neu zu schaffen sind. Erörtert wird zudem, an welchen Stellen es Anpassungen am regulatorischen Rahmen braucht, um den Markthochlauf einer Wasserstoffwirtschaft bis 2030 erfolgreich gestalten zu können.

Die Ergebnisse der Arbeitsgruppe wurden in zwei Formaten aufbereitet:

1. Das **Analysepapier** „*Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030: Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse*“ stellt die Ergebnisse der vorgenommenen quantitativen sowie qualitativen Analyse der Transportoptionen sowie die erarbeitete Methodik zur Länderanalyse vor, die zugleich auf ausgewählte Beispielländer angewandt wurde.
2. Im ergänzenden **Materialband** werden die vorgenommenen Analyseschritte der generischen Bewertung der Transportoptionen und der Transportrouten, das heißt der Länderbewertung, eingehend und transparent dargestellt. Des Weiteren wird auf die jeweils verwendeten Quellen ausführlich eingegangen.

Mitwirkende des Projekts

Mitglieder der Arbeitsgruppe

Prof. Dr. Frithjof Staiß (AG-Leitung)	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)
Dr. Jörg Adolf	Shell Deutschland GmbH
Dr. Florian Ausfelder	DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.
Dr. Christoph Erdmann	MESSER GROUP GmbH
Prof. Dr.-Ing. Manfred Fishedick	Wuppertal Institut
Prof. Dr. Christopher Hebling	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE)
Dr. Thomas Jordan	Karlsruher Institut für Technologie (KIT)/ Institut für Thermische Energietechnik und Sicherheit (ITES)
Prof. Dr. Gernot Klepper	Institut für Weltwirtschaft (IfW) Kiel
Dr. Thorsten Müller	Stiftung Umweltenergierecht
Prof. Dr. Regina Palkovits	RWTH Aachen - Institut für Technische und Makromolekulare Chemie
Dr. Witold-Roger Poganietz	Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
Dr. Wolf-Peter Schill	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin)
Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner	Technische Universität München
Dr. Kirsten Westphal	H2-Global Stiftung

Wissenschaftliche Referentinnen und Referenten

Maike Schmidt	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)
Dr. Cyril Stephanos	Koordinierungsstelle ESYS acatech
Philipp Stöcker	RWTH Aachen - Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe
Sven Wurbs	Koordinierungsstelle ESYS acatech

Institutionen und Gremien

Beteiligte Institutionen

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (Federführung)

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

Direktorium

Das Direktorium leitet die Projektarbeit und vertritt das Projekt nach außen.

Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer (Vorsitzender)	RWTH Aachen
Prof. Dr.-Ing. Manfred Fishedick	Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH
Prof. Dr. Hans-Martin Henning	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Prof. Dr. Ellen Matthies	Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
Prof. Dr. Karen Pittel	ifo Institut
Prof. Dr. Jürgen Renn	Max-Planck-Institut für Wissenschaftsgeschichte
Prof. Dr. Indra Spiecker genannt Döhmann	Goethe-Universität Frankfurt am Main

Kuratorium

Das Kuratorium verantwortet die strategische Ausrichtung der Projektarbeit.

Prof. Dr.-Ing. Jan Wörner	acatech Präsident
Prof. (ETHZ) Dr. Gerald Haug	Präsident Leopoldina
Prof. Dr. Dr. h.c. mult. Christoph Marksches	Präsident Union der deutschen Akademien der Wissenschaften
Prof. Dr.-Ing. Reiner Anderl	Präsident Akademie der Wissenschaften und der Literatur Mainz
Prof. Dr. Andreas Löschel	Ruhr-Universität Bochum, Vorsitzender der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“
Prof. Dr. Robert Schlögl	Direktor Fritz-Haber-Institut der Max-Planck-Gesellschaft und Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion
Prof. Dr. Christoph M. Schmidt	Präsident RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung
Oda Keppler (Gast)	Ministerialdirigentin BMBF
Dr. Rodoula Tryfonidou (Gast)	Referatsleiterin Energieforschung BMWi

Projektkoordination

Dr. Cyril Stephanos

Leiter der Koordinierungsstelle „Energiesysteme der Zukunft“,
acatech

Rahmendaten**Projektlaufzeit**03/2016 bis 12/2023

Finanzierung

Das Projekt wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung
(Förderkennzeichen 03EDZ2016) gefördert.

GEFÖRDERT VOM

 Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Hauptstadtbüro:

Dr. Cyril Stephanos

Leiter der Koordinierungsstelle „Energiesysteme der Zukunft“

Pariser Platz 4a, 10117 Berlin

Tel.: +49 (0)30 206 30 96 - 0

E-Mail: stephanos@acatech.de

Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft

ISBN: 978-3-9820053-4-8